



**RAPPORTO  
DELLE  
ATTIVITÀ  
2018**

**NUOVE ENERGIE  
PER IL  
FUTURO**

**IL GSE**

GARANTISCE LO SVILUPPO SOSTENIBILE DEL NOSTRO PAESE.  
PROMUOVE LE FONTI RINNOVABILI E L'EFFICIENZA ENERGETICA.

**RAPPORTO  
DELLE  
ATTIVITÀ  
2018**



# PREFAZIONE

DI FRANCESCO VETRÒ

*Presidente del GSE*

Dallo scorso ottobre ricopro il ruolo di Presidente del GSE e sin da subito ho colto la ricchezza delle competenze che accomunano le persone che fanno parte della nostra Società. Si tratta di un dato essenziale nel processo di profondo cambiamento che, ormai da diversi anni, sta interessando il settore elettrico e che ha come principali *drivers* la crescita esponenziale della generazione rinnovabile, la sostenibilità e l'innovazione tecnologica.

La trasformazione del settore elettrico, fortemente stimolata dall'Europa, da ultimo soprattutto attraverso il c.d. *Clean Energy Package*, nonché l'ampio dibattito sul processo di transizione in corso, vedono coinvolto attivamente il GSE, che riveste un ruolo di primo piano nell'ambito dello sviluppo delle fonti rinnovabili e dell'efficienza energetica del Paese.

Nel 2018 in Italia i consumi soddisfatti da fonti rinnovabili sono stati circa il 18%, nuovamente superiori all'obiettivo del 17% imposto dal precedente Pacchetto per il Clima e l'Energia al 2020. Rispetto agli altri Paesi Europei, poco meno della metà è riuscita a raggiungere in anticipo gli obiettivi fissati per il 2020 e sicuramente l'Italia detiene il primato nel confronto con i soli Paesi con elevati consumi energetici.

Questo importante risultato, tuttavia, rappresenta solo un punto di partenza verso gli ambiziosi obiettivi al 2030 tratteggiati nella proposta di Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima presentata dall'Italia. Tale proposta, alla cui elaborazione il GSE ha attivamente contribuito, fornisce una visione ampia di trasformazione del settore, promuovendo la sostenibilità e la decarbonizzazione attraverso l'efficienza energetica, l'uso razionale delle risorse e lo sviluppo delle fonti rinnovabili, in un'ottica che privilegia il rispetto per le risorse ambientali e l'economia circolare.

I nuovi obiettivi impongono al Paese di ridurre considerevolmente le emissioni di gas-serra aumentando la quota di consumi da fonti rinnovabili (30% al 2030) e riducendo i consumi di energia primaria puntando sull'efficienza energetica. Obiettivi raggiungibili non solo tramite nuovi strumenti ma, prima ancora, attraverso un coinvolgimento attento e collaborativo di tutti gli *stakeholders*.

Le attività svolte dal GSE rendono infatti imprescindibile una sinergia ed una collaborazione con le Istituzioni di riferimento e con gli *stakeholders*, per la promozione di un modello di sviluppo in grado di coniugare crescita economica, inclusione sociale ed attenzione per l'ambiente.

Potenziare l'azione del GSE significa, dunque, concorrere al perseguimento degli obiettivi di incremento del contributo delle fonti rinnovabili, dell'efficienza energetica, della mobilità sostenibile. Andranno a tal fine messi a punto non solo nuovi strumenti, ma anche nuovi modelli di supporto

e dialogo con tutti gli attori pubblici e privati, secondo una logica di coinvolgimento e collaborazione costruttiva.

Stiamo pertanto lavorando per disegnare un'immagine del GSE che coniughi il rigore proprio di un'istituzione che gestisce annualmente oltre 15 miliardi di euro di incentivi, con un approccio di affiancamento degli operatori nell'assunzione delle proprie decisioni di investimento, in un clima di certezza e rispetto delle regole.

Una sfida che si riverbera nell'esigenza di un costante miglioramento della qualità dei processi operativi interni, in un'ottica di ottimizzazione degli stessi, per offrire un servizio sempre migliore, rispondente ai cambiamenti che interessano il panorama energetico nazionale.

Inoltre, tra i principali obiettivi del GSE a breve termine, vi è anche un rafforzamento delle attività di promozione e supporto, per rendere tutti gli interlocutori più consapevoli e informati in merito agli ambiziosi obiettivi e alle possibilità di investimento che si aprono. La comunicazione e la formazione allo sviluppo sostenibile sono essenziali per declinare a tutti i livelli la rilevanza della *mission* del GSE. Per accompagnare lo sviluppo delle fonti rinnovabili il GSE intende potenziare gli strumenti di promozione, nonché contribuire a rimuovere gli eventuali fattori di criticità per rendere cittadini, PA e imprese maggiormente consapevoli in merito alle opportunità ed ai vantaggi economici e ambientali connessi.

Il percorso che ci attende non sarà breve né scontato: la transizione energetica in atto, l'uso consapevole delle risorse del pianeta e la lotta al cambiamento climatico stanno orientando il nostro futuro.

La strada verso gli obiettivi 2030 non è percorribile da soli: è nostro dovere diffondere una cultura ecosostenibile che porti al miglioramento dei processi produttivi per ridurre l'inquinamento e l'impatto sull'ambiente e accresca la consapevolezza che le sfide ambientali ed energetiche che abbiamo davanti appartengono a tutti e che, solo insieme, possono essere raggiunte e superate.

# INTRODUZIONE

DI ROBERTO MONETA

*Amministratore Delegato del GSE*

Le azioni del GSE nei settori delle rinnovabili e dell'efficienza energetica hanno consentito lo scorso anno un risparmio di 45 milioni di tonnellate di CO<sub>2</sub> e attivato investimenti per 2,6 miliardi. La Società ha gestito incentivi per un valore di circa 15,4 miliardi di euro, relativi a quasi 1,5 milioni di rapporti contrattuali. In termini occupazionali sono non meno di 45.000 le unità di lavoro a tempo pieno correlate alle iniziative sostenute.

Questi sono i numeri del Rapporto delle nostre Attività che, mediante analisi e dati sui volumi energetici ed economici gestiti nel 2018, testimonia l'importanza dell'azione del GSE a sostegno della promozione della sostenibilità ambientale nel nostro Paese, dove un ruolo di rilievo lo ha ricoperto la consapevolezza che gli incentivi per lo sviluppo delle fonti rinnovabili e dell'efficienza energetica che finiscono nelle bollette non sono costi a carico dei consumatori, ma investimenti in sostenibilità ambientale a cui l'intera collettività partecipa.

Mi preme anche sottolineare quanto il 2018 abbia raccolto i frutti di un anno volto all'apertura al dialogo, come avevamo previsto e promesso, dove un ruolo centrale lo ha avuto un nuovo approccio del GSE verso il territorio.

Sul fronte delle fonti rinnovabili siamo da 5 anni sopra il valore obiettivo al 2020 di copertura del 17% dei consumi totali; il dato preliminare valutato per il 2018 si attesta intorno al 18,1%. Per quanto riguarda l'efficienza energetica i risparmi cumulati del periodo 2014-2018 sono sufficientemente in linea con le previsioni, ma per raggiungere l'obiettivo al 2020 occorrerà un deciso incremento dei risparmi nel biennio 2019-2020, non essendo sufficiente uno scenario business as usual.

La proposta di Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima prevede obiettivi ambiziosi, tra i quali: la riduzione dei consumi finali di 9,3 Mtep nel periodo 2020-2030, con misure di efficienza energetica concentrate principalmente nel settore residenziale, terziario e trasporti; la crescita della quota dei consumi totali soddisfatti dalle fonti rinnovabili fino al 30% e di quelli elettrici fino al 55% entro il 2030, con un incremento principalmente imputabile a fotovoltaico (+30 GW) ed eolico (+8 GW); la decarbonizzazione del settore trasporti, grazie alla riduzione dei consumi, al ruolo crescente di biometano e biocarburanti avanzati e alla diffusione della mobilità elettrica. Per raggiungere questi obiettivi sarà necessario attivare oltre 180 miliardi di euro di investimenti aggiuntivi rispetto allo scenario tendenziale; il 35% dei quali per l'efficientamento energetico del settore residenziale e il 20% per l'installazione di nuovi impianti di generazione elettrica da fonti rinnovabili.



Come detto, potenziaremo le attività sui territori e verso i cittadini, perseguendo i risultati senza derogare a esigenze di tutela territoriale e formazione del consenso. Per farlo, sarà cruciale l'integrazione delle politiche e lo sfruttamento di tutte le sinergie possibili in ottica di efficienza ed efficacia. Allo stesso tempo, sarà determinante promuovere un ruolo attivo e consapevole del consumatore - cittadino, impresa o pubblica amministrazione - nelle scelte di investimento che esso può adottare in un quadro in cui sia promosso l'efficientamento energetico degli edifici e l'autoconsumo, nei comportamenti che esso è abilitato a esercitare sul mercato dell'energia, nelle opzioni che può valutare nel campo delle mobilità sostenibile e più in generale negli stili di vita.

A fronte di questo contesto e di questo livello di impegno, le linee programmatiche del GSE prevedono il miglioramento continuo dei processi operativi gestiti, incrementando i livelli di controllo, qualità, mitigazione dei rischi, efficienza e trasparenza, puntando a una innovazione e semplificazione a beneficio di una maggiore accessibilità degli strumenti.

Non mancherà il nostro impegno nel supportare i Ministeri, mettendo a disposizione dati e competenze utili per la programmazione energetica, il monitoraggio e l'aggiornamento delle politiche, l'ideazione di nuovi strumenti di promozione dello sviluppo sostenibile. Il lavoro di squadra per la preparazione del Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima con MiSE, MATTM, MIT, RSE, ISPRA, ENEA, Politecnico di Milano e ARERA ci regala uno strumento fondamentale per la politica energetica e ambientale del nostro Paese e dell'UE. Un Piano su decarbonizzazione, efficienza e sicurezza energetica, mercato interno dell'energia, ricerca, innovazione e competitività che implementeremo e ci permetterà di guardare al futuro con fiducia.

Crediamo che semplicità, certezze, comunicazione, siano ingredienti essenziali per facilitare gli investimenti. E se a questi ingredienti uniamo una *governance* partecipata, inclusiva e generativa, arriveremo ad avere un settore sempre più compatto e determinato. "Insieme", è infatti la parola d'ordine del nostro mandato.

# SOMMARIO



## IL CONTESTO

### CAPITOLO 1 12

#### IL CONTESTO NAZIONALE E INTERNAZIONALE

- 1.1** IL CONTESTO INTERNAZIONALE 12
- 1.2** IL NUOVO QUADRO EUROPEO IN MATERIA DI ENERGIA E CLIMA 15
- 1.3** LA PROPOSTA ITALIANA DI PIANO NAZIONALE INTEGRATO ENERGIA E CLIMA 19
- 1.4** LE NOVITÀ NORMATIVE IN AMBITO NAZIONALE 24

## ELETTRICITÀ

### CAPITOLO 2 27

#### INCENTIVAZIONE E RITIRO DELL'ENERGIA ELETTRICA

- 2.1** GLI INCENTIVI DEL D.M. 23 GIUGNO 2016 32
- 2.2** GLI INCENTIVI DEL D.M. 6 LUGLIO 2012 38
- 2.3** CERTIFICATI VERDI, TARIFFE EX-CV E TARIFFE ONNICOMPRESIVE 44
- 2.4** INTERVENTI SUGLI IMPIANTI NON FOTOVOLTAICI INCENTIVATI 56
- 2.5** IL CIP6/92 58
- 2.6** IL CONTATORE DELLE FONTI RINNOVABILI ELETTRICHE DIVERSE DAL FOTOVOLTAICO 61
- 2.7** IL CONTO ENERGIA 65
- 2.8** I SISTEMI DI PRODUZIONE E CONSUMO 74
- 2.9** INTEGRAZIONE DEI SISTEMI DI ACCUMULO NEL SISTEMA ELETTRICO NAZIONALE 77
- 2.10** SERVIZI DI RITIRO DELL'ENERGIA 80
- 2.11** LA GESTIONE DELLE MISURE DELL'ENERGIA ELETTRICA 87
- 2.12** CAMBI DI TITOLARITÀ 89

### CAPITOLO 3 92

#### PREVISIONE E VENDITA DELL'ENERGIA ELETTRICA

- 3.1** PARTECIPAZIONE AL MERCATO ELETTRICO 92
- 3.2** ATTIVITÀ CORRELATE ALLA PARTECIPAZIONE AL MERCATO ELETTRICO 93
- 3.3** I MERCATI ELETTRICI IN CUI OPERA IL GSE 93
- 3.4** RICAVI DERIVANTI DALLA VENDITA DELL'ENERGIA SUL MERCATO 94
- 3.5** GLI ONERI DI SBILANCIAMENTO 96
- 3.6** SERVIZI DI SUPPORTO PER L'ACQUISTO DI ENERGIA ELETTRICA SUL MERCATO 96
- 3.7** PREVISIONE DELL'ENERGIA DA COLLOCARE SUI MERCATI 97
- 3.8** PERFORMANCE OTTENUTA DALL'ATTIVITÀ DI PREVISIONE E VENDITA SUI MERCATI DELL'ENERGIA 99
- 3.9** MANCATA PRODUZIONE EOLICA 100

### CAPITOLO 4 102

#### ONERI DI INCENTIVAZIONE NEL SETTORE ELETTRICO

- 4.1** ONERI DI INCENTIVAZIONE NEL 2018 102
- 4.2** EVOLUZIONE DELLA COMPONENTE  $A_{SOS}$  106
- 4.3** SCENARI DI LUNGO TERMINE 106

### CAPITOLO 5 108

#### CERTIFICAZIONE DEGLI IMPIANTI E DELL'ENERGIA

- 5.1** LA GARANZIA DI ORIGINE DA FONTI RINNOVABILI 108
- 5.2** LA FUEL MIX DISCLOSURE 110





## EFFICIENZA

### CAPITOLO 6 113

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

- 6.1 LA COGENERAZIONE 114
- 6.2 I CERTIFICATI BIANCHI 118
- 6.3 IL CONTO TERMICO 124
- 6.4 IL PROGRAMMA PREPAC 132

## TRASPORTI

### CAPITOLO 7 133

#### BIOCARBURANTI E BIOMETANO

- 7.1 IL SISTEMA DI IMMISSIONE IN CONSUMO DEI BIOCARBURANTI 134
- 7.2 L'INCENTIVAZIONE DEL BIOMETANO E DEI BIOCARBURANTI AVANZATI 144

## EMISSIONI

### CAPITOLO 8 149

#### EMISSIONI DI GAS SERRA

- 8.1 EMISSIONI DI GAS SERRA: IL RUOLO DEL GSE 150
- 8.2 COLLOCAMENTO ALL'ASTA DELLE QUOTE DI EMISSIONE ITALIANE DELL'EU-ETS 151
- 8.3 PROVENTI ASTE E SOSTENIBILITÀ 157
- 8.4 SEGRETERIA TECNICA DEL COMITATO ETS: I PICCOLI EMETTITORI 158

## VERIFICHE

### CAPITOLO 9 161

#### VERIFICHE, RECUPERO INCENTIVI, CONTENZIOSO

- 9.1 VERIFICHE E ISPEZIONI 162
- 9.2 IL PROCESSO DI RECUPERO INCENTIVI 169
- 9.3 CONTENZIOSO 171
- 9.4 ARBITRATI INTERNAZIONALI 176

## COMUNICAZIONE

### CAPITOLO 10 179

#### INFORMAZIONE E SUPPORTO AGLI UTENTI

- 10.1 LA COMUNICAZIONE 180
- 10.2 L'ANTICORRUZIONE E LA TRASPARENZA 181
- 10.3 TUTELA DEI DATI PERSONALI E RPD 182
- 10.4 IL CUSTOMER CARE E LA GESTIONE DELLA CONOSCENZA 183
- 10.5 GLI INCONTRI CON GLI OPERATORI E LE ASSOCIAZIONI DI CATEGORIA 185
- 10.6 I SISTEMI INFORMATIVI 185

## MONITORAGGIO

### CAPITOLO 11 189

#### MONITORAGGIO E SUPPORTO ISTITUZIONALE

- 11.1 PRODUZIONE STATISTICA E MONITORAGGIO DEGLI OBIETTIVI SULLE FONTI RINNOVABILI 190
- 11.2 STUDI E SUPPORTO TECNICO AI MINISTERI 199
- 11.3 ANALISI DEI COSTI E DEI BENEFICI DEI MECCANISMI GESTITI DAL GSE 204
- 11.4 SUPPORTO ALLA PA E PROMOZIONE DELLA SOSTENIBILITÀ 206
- 11.4 COLLABORAZIONI INTERNAZIONALI 209

# IL RAPPORTO IN SINTESI

Il **Rapporto del GSE**, espressione del continuo impegno a fare **trasparenza**, rende disponibili dati e analisi sulle attività gestite dalla Società nel corso dell'ultimo anno, fornendo a decisori pubblici, operatori privati e cittadini, informazioni utili a fotografare l'evoluzione del sistema energetico verso gli obiettivi di sviluppo sostenibile del Paese.

In tema di rinnovabili elettriche, a fine 2018 risulta in esercizio **oltre 1 GW di potenza aggiuntiva** rispetto al 2017, per circa metà relativa a impianti, in larga parte eolici, che hanno fatto richiesta di incentivi ai sensi dei DD.MM. 23 giugno 2016 e 6 luglio 2012 (altri 750 MW di nuovi impianti devono ancora entrare in esercizio). A ciò si aggiungono circa 450 MW di impianti fotovoltaici (tra cui spiccano i 46.000 nuovi impianti in Scambio Sul Posto). In termini di energia, nel 2018 si registrano quasi **11 TWh in più** dell'anno precedente, principalmente per l'incremento della produzione idroelettrica (+13 TWh) che ha più che compensato il calo della produzione fotovoltaica (-1,7 TWh) dovuto al minore irraggiamento.

Sul fronte delle rinnovabili termiche, le prime stime del 2018 indicano una lieve flessione dei consumi rispetto all'anno precedente (-3% circa), principalmente per effetto del minor utilizzo di bioenergie, date le temperature invernali meno rigide.

Quanto ai trasporti, le prime elaborazioni indicano per il 2018 un deciso incremento dell'immissione in consumo di biocarburanti rispetto al 2017 (+18% circa), dovuta in primis all'aumento della quota d'obbligo di miscelazione.

CONSUMI SODDISFATTI  
MEDIANTE LE  
RINNOVABILI

18,1%

Anche nel 2018, per il quinto anno consecutivo, l'Italia ha superato la soglia del 17% dei **consumi soddisfatti mediante le energie rinnovabili**, obiettivo assegnatoci dalla Direttiva 2009/28/UE per l'anno 2020: valutazioni preliminari conducono ad un dato **intorno al 18,1%**, stimato considerando la procedura statistica di normalizzazione della produzione idroelettrica e le prime valutazioni sui consumi totali, sostanzialmente stabili rispetto all'anno precedente.

In tema di **efficienza energetica**, i risparmi riconducibili a politiche attive, monitorati ai fini del raggiungimento dell'obiettivo di risparmio cumulato di 25,5 Mtep nel periodo 2014-2020 (attuazione dell'articolo 7 della Direttiva 2012/27/UE), sono preliminarmente stimabili in 11,8 Mtep nel periodo 2014-2018, (di cui 5,3 Mtep da Certificati Bianchi); tale risultato è in linea con i risparmi pianificati per il medesimo periodo, anche se per il 2018 sono stimati risparmi inferiori alle attese. Per raggiungere l'obiettivo

al 2020, nel prossimo biennio è previsto un incremento dei risparmi energetici rispetto al trend osservato negli ultimi anni.

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 2018, dopo un intenso anno di lavoro che ha visto coinvolto in prima linea il GSE insieme ai Ministeri competenti e ad altri soggetti istituzionali, è stata inviata alla Commissione europea la **Proposta di Piano nazionale integrato per l'Energia ed il Clima** (PNIEC). Tra i principali obiettivi della proposta figura una percentuale di copertura dei consumi mediante le **rinnovabili pari al 30% al 2030**, in cui spiccano i contributi attesi dal fotovoltaico (+30 GW), dalle pompe di calore, dal biometano. Un grande impegno è necessario sul fronte dell'efficienza energetica, essendo prevista al 2030 una riduzione dei consumi finali di 12 Mtep rispetto al 2016 e **risparmi cumulati con politiche attive di 51 Mtep nel periodo 2021-2030**; tali risparmi sono peraltro attesi in primis nei settori civile e trasporti, più difficili da efficientare, in piena sinergia 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** – che indubabilmente sino ad ora hanno dimostrato la loro efficacia – sia in chiave di sempre maggior **supporto** ai vari interlocutori per raggiungere gli obiettivi di sostenibilità.

15,4 MLD €

PER LA PROMOZIONE DELLA SOSTENIBILITÀ

Nel 2018 le attività del GSE hanno consentito di destinare alla promozione della sostenibilità **15,4 miliardi di euro**, di cui **11,6 miliardi per l'incentivazione dell'energia** elettrica prodotta da fonti rinnovabili, **1,7 miliardi** ascrivibili all'**efficienza energetica** e alle rinnovabili termiche, **0,6 miliardi** relativi ai **biocarburanti** e **1,5 miliardi** riconducibili ai proventi derivanti dall'**ETS**.



# 30,6 TWh



## VENDITA DELL'ENERGIA

I **costi** sostenuti dal GSE per l'incentivazione e il ritiro dell'energia elettrica si sono attestati sui **13,4 miliardi di euro** nel 2018, in calo rispetto ai 14,2 miliardi di euro del 2017 in virtù delle scadenze del periodo incentivante di impianti ex-CV e CIP6 e della minor produzione fotovoltaica rispetto all'anno precedente. Tali costi sono in parte compensati dai **ricavi** provenienti dalla vendita dell'energia ritirata: nel 2018 il GSE ha collocato sul **mercato elettrico 30,6 TWh**, realizzando un ricavo di **1,8 miliardi di euro**, circa 100 milioni in più del 2017, dovuti all'aumento del prezzo dell'energia. La differenza tra i costi e i ricavi ha determinato un **onere** e un fabbisogno economico della componente ASOS per il 2018 pari a **11,6 miliardi di euro**, in calo rispetto ai 12,5 miliardi di euro nel 2017.

L'energia rinnovabile e i risparmi energetici promossi dal GSE nel 2018 hanno evitato l'emissione in atmosfera di 45 mln di tonnellate di CO<sub>2</sub> e il consumo di 117 mln di barili di petrolio, mentre si stima in 45.000 unità di lavoro annuali l'occupazione correlata alle iniziative sostenute

In merito ai provvedimenti di incentivazione delle rinnovabili elettriche, nel 2018 sono entrati in esercizio 286 MW di impianti, di cui circa 270 MW eolici, che erano stati ammessi agli incentivi del **D.M. 23 giugno 2016**. Complessivamente al 31 dicembre 2018 risultano in esercizio 2.933 impianti (**551 MW**, di cui 177 MW ad accesso diretto, 92 MW iscritti ai registri e 264 MW ad asta): per la maggior parte si tratta di eolici (76%), seguiti da idroelettrici (13%) e impianti a bioenergie (10%). L'energia incentivata nel 2018 risulta essere pari a **836 GWh**, per un costo di **124 milioni di euro**. Il D.M. 23 giugno 2016 deve ancora dispiegare buona parte dei suoi effetti: sono infatti 215 gli impianti a progetto (circa 780 MW, di cui il 77% eolici), in posizione utile nelle aste e nei registri per impianti nuovi e rifacimenti.

D.M. 23 GIUGNO 2016

# 551<sup>MW</sup>

POTENZA IN ESERCIZIO

D.M. 6 LUGLIO 2012

# 1.795<sup>MW</sup>

A fine 2018, gli impianti in esercizio ai sensi del **D.M. 6 luglio 2012** sono 2.825, pari a **1.795 MW** (con 82 MW entrati in esercizio nel 2018); si tratta anche in questo caso in buona parte di impianti eolici (1.655, 1.289 MW), seguiti dagli idroelettrici ad acqua fluente (622, 225 MW). L'energia incentivata nel 2018 è risultata pari a oltre **5 TWh** (rispetto ai 4,4 dell'anno precedente) per un costo di **446 milioni di euro**.

INCENTIVI  
EX-CV

# 3 MLD €

A partire dal 2016, i Certificati Verdi sono stati convertiti in una nuova forma di incentivo (**ex-CV**); nel 2018 ne hanno beneficiato 1.526 impianti per 15.400 MW: a fronte di una energia netta incentivata di **27,7 TWh**, sono stati erogati dal GSE circa **3 miliardi di euro**, di cui oltre il 40% ad impianti eolici. Nel 2018 il GSE ha altresì ritirato circa **1,1 milioni di Certificati Verdi** relativi a produzioni di anni precedenti, sostenendo un costo pari a poco più di **106 milioni di euro**.



Gli impianti che nel 2018 hanno avuto accesso alle **Tariffe Onnicomprensive** sono 2.858 (**1.652 MW**): a fronte di circa **9 TWh** di energia (il 66% da biogas), sono stati erogati quasi **2,4 miliardi di euro**.

TARIFE  
ONNICOMPRESIVE

**2,4** MLD €

Nel 2018 9 impianti hanno beneficiato del **CIP6/92** (erano 20 l'anno precedente) per complessivi **667 MW**; per essi il GSE ha sostenuto un costo di **577 milioni di euro**, ritirando **5,2 TWh** di energia (1,6 TWh in meno rispetto al 2017), di cui 4,4 TWh da fonti assimilate e 0,8 TWh da rinnovabili.

Al 31 dicembre 2018, 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 **4,8 miliardi di euro**, valore da confrontarsi con il tetto dei 5,8 miliardi di euro stabilito dalla normativa.

CONTO  
ENERGIA



**5,9** MLD €

Per quanto riguarda il fotovoltaico, nel corso del 2018 è stata gestita l'erogazione degli incentivi ai 549.186 impianti (**17.564 MW**) ammessi ai diversi **Conti Energia**: l'incentivazione dei **20,2 TWh** di energia prodotta (1,7 TWh in meno rispetto al 2017 principalmente per il minor irraggiamento) ha comportato un costo di **5,9 miliardi di euro**, circa 500 mln€ in meno rispetto al 2017.

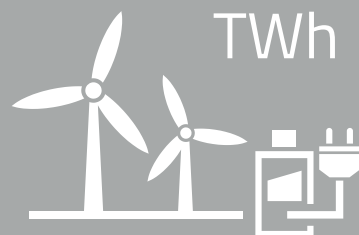
Al 31 dicembre 2018 risultano complessivamente pervenute al GSE oltre 23.000 richieste di qualifica SEU e SEESEU, per una potenza totale di 9,1 GW; le qualifiche riconosciute ai **Sistemi Semplici di Produzione e Consumo** sono più di 20.000, di cui 2.583 rilasciate nel 2018. Entro la fine del 2018 sono anche pervenute 3.167 comunicazioni di avvenuta installazione di **sistemi di accumulo** di energia (1.719 nel solo 2018), con prevalenza di tecnologia al litio, installati su impianti fotovoltaici, quasi tutti di piccola dimensione.

Nel corso del 2018 hanno beneficiato del regime di **Ritiro Dedicato** 50.023 impianti, per una potenza di **9.237 MW**, di cui il 64% fotovoltaici e il 23% idroelettrici; l'energia ritirata è stata di oltre **10 TWh** (1,3 TWh in meno rispetto al 2017), per un controvalore di **623 milioni di euro**.

Nel 2018 il GSE ha gestito 656.717 convenzioni per lo **Scambio sul Posto** (**5.905 MW**, quasi tutti fotovoltaici), cui sono corrisposti **2,4 TWh** di energia scambiata, per un costo di **314 milioni di euro**. Rispetto all'anno precedente, il numero delle convenzioni gestite è aumentato di oltre **46.000 unità**, per un totale di circa **348 MW**.

**+46.000**  
UNITÀ  
SCAMBIO SUL  
POSTO

**10**  
TWh



RITIRO DEDICATO



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 (321 GWh nel 2018)**, 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 2018 sono state emesse quasi **64 milioni di GO**).

# 1.857

RICHIESTE

Sul fronte dell'efficienza energetica, nel corso del 2018, per 1.830 unità di produzione sono state presentate **1.857 richieste** procedibili per il riconoscimento della **Cogenerazione ad Alto Rendimento**, con un incremento dell'8% rispetto al 2017. La maggior parte delle richieste sono state presentate funzionalmente all'accesso al regime dei Certificati Bianchi o per il solo riconoscimento CAR, mentre un numero più esiguo è riferito ad impianti abbinati al teleriscaldamento aventi accesso al regime dei Certificati Verdi.

## COGENERAZIONE AD ALTO RENDIMENTO

In riferimento al meccanismo dei **Certificati Bianchi**, sono giunte nel 2018 **2.211 richieste**, a fronte delle quali il GSE ha riconosciuto circa **3,8 milioni di Titoli di Efficienza Energetica**, corrispondenti a un risparmio di energia primaria di **1,3 Mtep**, il 58% relativamente ad interventi in ambito industriale e il 33% in ambito civile. L'anno 2018 ha fatto registrare un decremento di circa il 34% dei titoli riconosciuti rispetto al 2017.

Per quanto riguarda la promozione delle rinnovabili termiche e dell'efficienza energetica mediante il **Conto Termico**, nel 2018 sono pervenute **92.950 domande** (più del doppio di quelle del 2017), corrispondenti a circa **336 milioni di euro** di incentivi richiesti, di cui 248 milioni di euro in accesso diretto e 88 milioni di euro relativi a interventi di efficienza energetica prenotati dalla Pubblica Amministrazione.



Anche nel 2018 il GSE ha fornito supporto tecnico alla Cabina di regia per l'efficienza energetica ai fini dell'accesso al Programma di riqualificazione energetica della Pubblica Amministrazione centrale (**PREPAC**). Per la call 2018 sono state presentate **100** proposte progettuali, per una spesa totale pari a oltre **177 milioni di euro**.

Nel corso del 2018 la Società ha consolidato il servizio rivolto agli Enti Pubblici per sostenerli nella **riqualificazione energetica** del proprio patrimonio e nell'efficientamento dei consumi energetici, facendo leva sull'utilizzo dei meccanismi di incentivo esistenti. Consapevole del ruolo cruciale delle città, il GSE ha messo a disposizione di oltre **1.500 comuni** italiani la propria competenza nel campo dell'efficienza energetica, per indirizzare gli investimenti degli enti locali verso una crescita ecocompatibile. Inoltre, con la sottoscrizione di diversi **protocolli d'intesa** con grandi città (Milano e Roma in primis) e Regioni, si è allargata la gamma delle attività di supporto all'insegna della sostenibilità.

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 2018 sono stati rilasciati quasi **2 milioni di Certificati di Immissione in Consumo (CIC)** relativi ai biocarburanti immessi nel 2017 (dei quali l'89% costituito da biodiesel), con un trend in ascesa rispetto al 2017 (1,8 milioni di CIC).

# 2

MILIONI

CERTIFICATI  
DI  
IMMISSIONE IN  
CONSUMO



BIOCARBURANTI

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 **93 milioni di quote di emissione** 2018, con un ricavo totale destinato al bilancio dello Stato di **1.453 milioni di euro**, registrando un incremento rispetto al 2017 di oltre 900 milioni di euro, principalmente per l'aumento del prezzo medio delle quote di emissione, salito a 15,5 €/tCO<sub>2</sub>.

**1,5** MILIARDI DI EURO  
DI RICAVI



## EMISSIONS TRADING

**8.442**  
ACCERTAMENTI

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 2018 sono stati condotti **8.442 accertamenti** (il 16% mediante sopralluoghi e l'84% documentali), con un incremento del 44% rispetto all'anno 2017. Circa l'80% delle verifiche effettuate nel 2018 è relativo ai Certificati Bianchi e al Conto Termico.

## ATTIVITÀ DI CONTROLLO



Nel 2018 si è consolidata ed ampliata la produzione **statistica** ufficiale del GSE: monitoraggio del target nazionale e dei target regionali sulle rinnovabili (burden sharing), rinnovabili termiche, energia nei trasporti, teleriscaldamento, green jobs, Atlaimpianti. Il GSE è altresì attivamente impegnato nel monitoraggio degli **Obiettivi di Sviluppo Sostenibile (SDGs)** insieme ad ISTAT, e nello sviluppo di indicatori di sostenibilità a livello territoriale.



Tra gli **studi** condotti nel 2018 molti sono i temi approfonditi e i documenti pubblicati: analisi su costi, prestazioni e redditività degli impianti a energie rinnovabili, monitoraggio delle ricadute economiche e occupazionali connesse alla diffusione delle rinnovabili e dell'efficienza energetica, evoluzione delle risorse impegnate (costi e benefici) per la promozione delle fonti rinnovabili e dell'efficienza energetica, anche in relazione agli obiettivi europei.

Nel 2018 il GSE ha seguito i dibattiti europei e i gruppi di lavoro **internazionali** sulle politiche in materia di energia e clima. In tale contesto è stato fornito l'usuale supporto al Ministero dello Sviluppo Economico, sia funzionalmente al definirsi della posizione negoziale italiana sulle disposizioni normative proposte dalla **Commissione europea** nel pacchetto legislativo "Energia pulita per tutti gli europei" sia nell'ambito di progetti finanziati dalla CE. Il GSE ha inoltre continuato a rappresentare l'Italia in progetti e gruppi di lavoro coordinati da organizzazioni internazionali (IEA, IRENA) e ha supportato le istituzioni in iniziative intergovernative.

Su tutti i temi, il GSE cura una costante attività di **comunicazione, informazione e formazione** attraverso vari strumenti, tra cui **incontri con operatori**, partecipazione a convegni e fiere, canali social e il sito **web**. Il tutto all'insegna del dialogo e della trasparenza ma sempre nel **rispetto dei dati personali** dei propri interlocutori. Il **Contact Center** del GSE nel 2018 ha avuto circa **560 mila contatti**, con richieste di informazione su vari ambiti. Sul fronte della formazione, con il progetto didattico "**GSE incontra le scuole**", nel 2018 sono stati coinvolti oltre **4.200 studenti** di 40 scuole sui temi e i valori della sostenibilità ambientale, ivi inclusa la cultura della legalità.





**IL CONTESTO**

# IL CONTESTO NAZIONALE E INTERNAZIONALE

## CAPITOLO 1

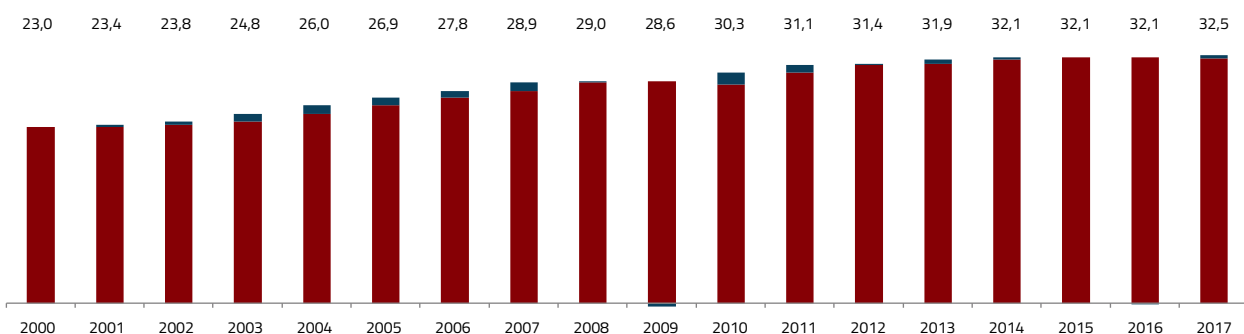


### 1.1 IL CONTESTO INTERNAZIONALE

Secondo le stime dell'Agencia Internazionale per l'Energia (IEA), la domanda globale di energia è cresciuta del 2,1% nel 2017, più del doppio rispetto al 2016, raggiungendo circa 14.050 mln di tonnellate equivalenti di petrolio (Mtep).

Nel 2017, ultimo anno per il quale l'IEA ha reso disponibili dati, le emissioni di CO<sub>2</sub> legate al settore energetico sono cresciute dell'1,4%, raggiungendo il picco storico di 32,5 Gt. Si tratta di un nuovo incremento dopo tre anni di stabilità.

**FIGURA 1** - Emissioni di CO<sub>2</sub> a livello globale legate al settore energia (Gt CO<sub>2</sub>) Fonte: IEA Global Energy & CO<sub>2</sub> Status Report 2017



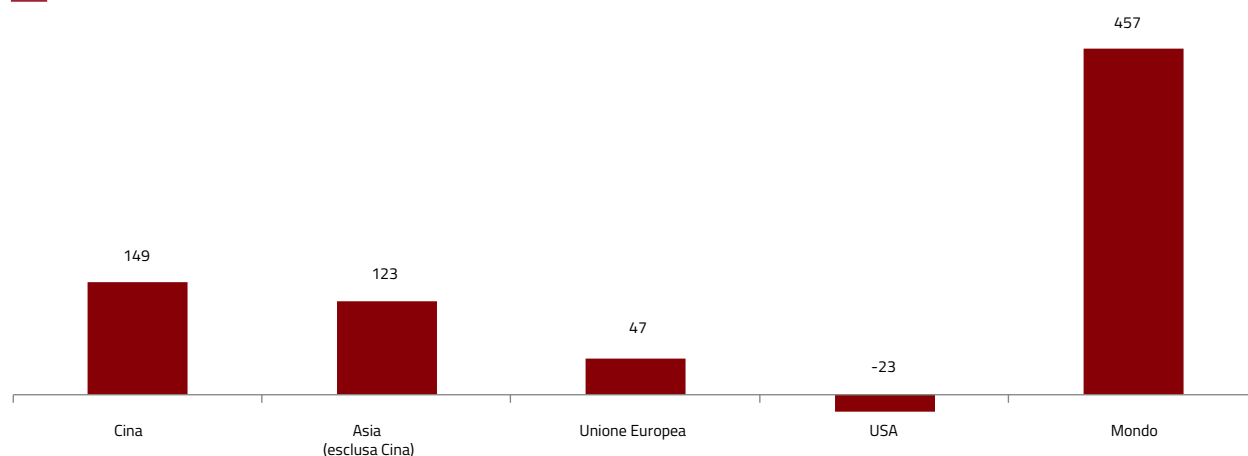
A livello globale le emissioni di CO<sub>2</sub> tra il 2016 e il 2017 sono aumentate dell'1,4% (457 Mt). Le economie asiatiche sono responsabili dei due terzi dell'incremento di emissioni di CO<sub>2</sub> tra il 2016 e il 2017. In Cina le emissioni di CO<sub>2</sub> sono cresciute dell'1,7% (149 Mt), una variazione tutto sommato contenuta per un'economia che nel 2017 è cresciuta del 7%; l'aumento delle emissioni è stato mitigato dal notevole sviluppo delle fonti rinnovabili e dal graduale passaggio dal carbone al gas naturale.



Nell'UE le emissioni di CO<sub>2</sub> tra il 2016 e il 2017 sono aumentate dell'1,5% (47 Mt). Il trend di crescita non è stato universale e si evidenziano andamenti in controtendenza come negli Stati Uniti, dove, in virtù della forte crescita delle fonti rinnovabili e del calo della domanda, le emissioni di CO<sub>2</sub> del settore energetico sono diminuite nel 2017, rispetto al 2016, dello 0,5%, pari a 23 Mt.

Tra le economie asiatiche è il Giappone a mostrarsi in controtendenza, con una diminuzione delle emissioni di CO<sub>2</sub>, tra il 2016 e il 2017, dello 0,5% grazie alle rinnovabili e al nucleare che ha pressoché spiazzato la produzione di energia elettrica da fonti fossili. Nell'UE il Regno Unito ha fatto registrare un calo del 3,8%, grazie al passaggio dal carbone al gas naturale e alle rinnovabili nella produzione di energia elettrica.

**FIGURA 2** - Incremento delle emissioni di CO<sub>2</sub> nel 2017 rispetto al 2016 per area geografica (MtCO<sub>2</sub>)



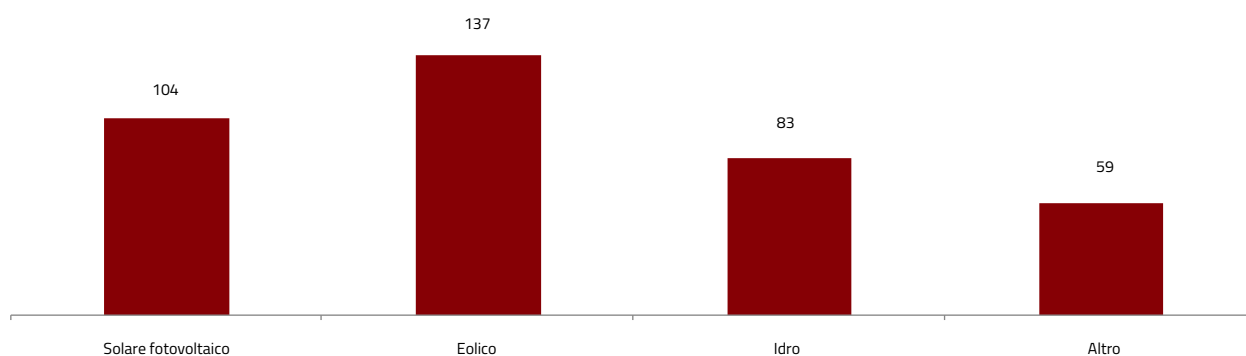
Fonte: IEA Global Energy & CO<sub>2</sub> Status Report 2017

Nel 2018 l'Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC), il principale organismo internazionale per la valutazione dei cambiamenti climatici, ha pubblicato un rapporto speciale in cui conclude che l'obiettivo di contenimento dell'aumento della temperatura possibilmente entro 1,5°C (e obbligatoriamente entro 2°C), concordato durante la COP21 tenutasi a Parigi nel 2015, 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.

Il 15 dicembre 2018 a Katowice, in Polonia si è conclusa la ventiquattresima Conferenza delle Parti della Convenzione Quadro delle Nazioni Unite sui Cambiamenti Climatici (UNFCCC COP24). La Conferenza ha approvato all'unanimità il cosiddetto "Rulebook di Parigi", che definisce i criteri di rendicontazione, monitoraggio e revisione degli impegni. Si tratta del manuale operativo dettagliato necessario per l'entrata in vigore dell'Accordo di Parigi nel 2020. Il Rulebook copre diversi aspetti, tra cui le regole di rendicontazione delle emissioni di gas a effetto serra valide per tutti i Paesi vincolati dall'Accordo di Parigi, le modalità di reporting inerenti il meccanismo cosiddetto di "climate finance", istituito per aiutare i Paesi in via di sviluppo ad adattarsi agli impatti del riscaldamento globale e mitigare le loro emissioni, nonché le regole concernenti il "carbon trading".

L'IEA afferma che nel 2017 (ultimo anno per cui sono disponibili dati), le fonti rinnovabili sono giunte a soddisfare circa un quarto della domanda globale di energia. Il settore della generazione elettrica da rinnovabili ha giocato un ruolo chiave; grazie a una crescita della produzione del 6,3% nel 2017 rispetto al 2016 (380 TWh), le FER coprono circa il 35% della generazione elettrica globale. La metà della crescita della generazione elettrica da rinnovabili nel 2017 si deve a Cina e Stati Uniti, seguiti dall'UE (8%), dal Giappone e dall'India (6% ciascuno). Lo sviluppo del solare fotovoltaico e dell'eolico nel 2017 è stato senza precedenti; il settore eolico copre il 36% della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili a livello globale, il solare fotovoltaico il 27%, l'idroelettrico il 22% e le bioenergie il 12%.

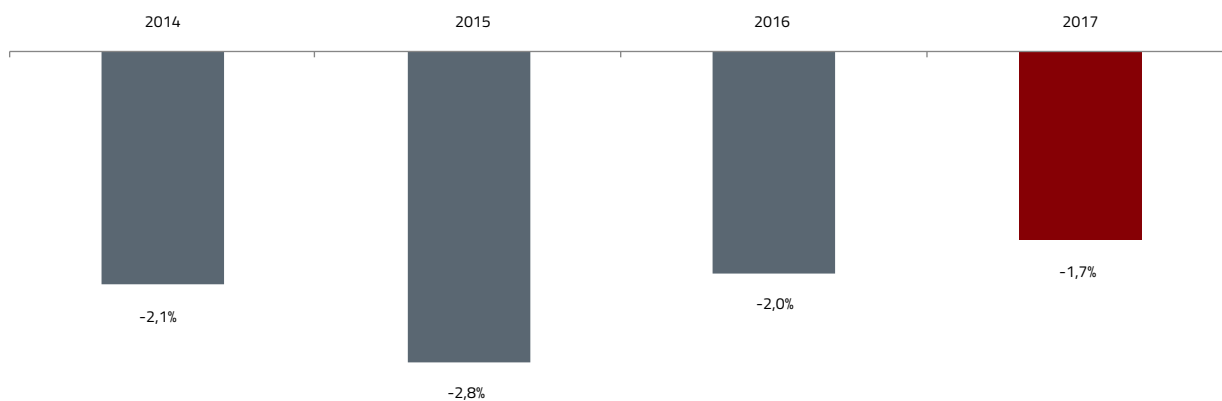
**FIGURA 3** Crescita della produzione elettrica da fonti rinnovabili nel 2017 rispetto al 2016 (TWh)



Fonte: IEA Global Energy & CO<sub>2</sub> Status Report 2017

Sul fronte dell'efficienza energetica l'IEA evidenzia un rallentamento dei progressi dovuti in particolare a una generale diminuzione dei prezzi dell'energia a livello mondiale e da politiche ancora insufficienti. Un indicatore della situazione descritta è l'intensità energetica globale, ossia la quantità di energia consumata per unità di PIL, che nel 2017 ha frenato la sua diminuzione rispetto ai tre anni precedenti (1,7% nel 2017 rispetto a una media del 2,3% negli anni dal 2014 al 2016). Per rimanere in linea con quanto stabilito dagli Accordi di Parigi, l'intensità energetica sarebbe dovuta diminuire di circa il doppio (3,5%).

**FIGURA 4** - Variazione media annuale dell'intensità energetica a livello globale



Fonte: IEA Global Energy & CO<sub>2</sub> Status Report 2017

## 1.2 IL NUOVO QUADRO EUROPEO IN MATERIA DI ENERGIA E CLIMA

A livello europeo nel 2018 sono proseguiti gli sforzi per la realizzazione di un'Unione europea dell'energia, per perseguire gli obiettivi al 2030 stabiliti dal Consiglio Europeo del 22 ottobre 2014 e per far fronte agli impegni presi con gli accordi di Parigi sul clima nel 2015. In questo quadro sono entrate in vigore le norme chiave del pacchetto legislativo "energia pulita per tutti gli europei" ("Clean Energy for all Europeans"), adottato dalla Commissione il 30 novembre 2016 con tre obiettivi fondamentali:

- mettere l'efficienza energetica al primo posto;
- conseguire la leadership a livello globale nelle fonti rinnovabili;
- tutelare i consumatori che dovranno beneficiare di un'energia più sicura, più pulita e più competitiva.

Il 19 giugno 2018 è stata pubblicata sulla Gazzetta Ufficiale dell'UE la **Direttiva 2018/844/UE sulla prestazione energetica nell'edilizia**, che modifica la Direttiva 2010/31/UE sulla prestazione energetica nell'edilizia e la Direttiva 2012/27/UE sull'efficienza energetica (Direttiva EPBD – Energy Performance of Buildings Directive). I principali obiettivi della direttiva sono:

- tracciare il percorso per la decarbonizzazione del patrimonio edilizio dell'UE al 2050;
- incoraggiare la diffusione e l'uso delle tecnologie ICT (information and communication technologies) e intelligenti per rendere gli edifici più efficienti;
- supportare la diffusione delle infrastrutture per la mobilità elettrica, prevedendo l'installazione di punti di ricarica negli edifici residenziali e non, con più di 10 posti auto;
- introdurre l'"indicatore di predisposizione degli edifici all'intelligenza" per misurare la capacità degli edifici di usare le tecnologie ICT e i sistemi elettronici, per adeguarne il funzionamento alle esigenze degli occupanti e alla rete e migliorare l'efficienza energetica e la prestazione complessiva degli edifici;
- integrare e rafforzare le strategie di lungo termine per la ristrutturazione degli edifici, mettendo a disposizione una solida dotazione finanziaria;
- mobilitare investimenti e finanziamenti pubblici e privati, combattere la povertà energetica e ridurre le bollette dei consumatori restaurando gli edifici e rendendoli energeticamente efficienti.

Il 19 giugno 2018 è stato pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale dell'UE anche il **Regolamento 2018/842/UE**, relativo alle riduzioni annuali vincolanti delle emissioni di gas serra a carico degli Stati membri nel periodo 2021-2030 nei settori che non rientrano nel campo di applicazione del sistema di scambio di quote di emissione per il periodo 2021-2030. I settori non ETS includono, tra gli altri: l'edilizia, l'agricoltura, la gestione dei rifiuti, i trasporti (tranne i trasporti aerei e marittimi). Il Regolamento costituisce per l'UE un importante passo verso l'adempimento dell'impegno preso in seno agli accordi di Parigi sul clima di ridurre del 40% le emissioni di gas a effetto serra entro il 2030, rispetto ai livelli del 1990.

Per conseguire questo obiettivo, entro il 2030, i settori non ETS dovranno ridurre su scala comunitaria le loro emissioni del 30%, rispetto ai livelli del 2005. Ciascuno Stato membro dovrà conformarsi a un obiettivo annuale vincolante in materia di riduzione delle emissioni per il periodo 2021-2030. Tali obiettivi, calcolati sulla base del PIL pro capite, prevedono una riduzione compresa tra lo 0% e il 40% dei gas a effetto serra, rispetto ai livelli del 2005 e sono in linea con il target di riduzione dell'UE del 30% per i settori non ETS. L'obiettivo assegnato all'Italia è del 33%.

Gli Stati membri sono tenuti a seguire un percorso che garantisca una diminuzione costante delle emissioni nell'intero periodo. Il punto di partenza è basato sulla media delle emissioni dal 2016 al 2018, come proposto dalla Commissione, con l'individuazione di una traiettoria che inizia nel maggio 2019 o nel gennaio 2020, a seconda di quale data comporti un'assegnazione inferiore per lo Stato membro interessato.

Il regolamento "effort sharing" contiene anche disposizioni sulla istituzione di una riserva di quote di emissioni di CO<sub>2</sub> equivalente come strumento di flessibilità.

Il 21 dicembre 2018 sono state pubblicate sulla Gazzetta Ufficiale dell'UE tre direttive del Parlamento europeo e del Consiglio dell'11 dicembre 2018:

- la Direttiva 2018/2001/UE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili;
- la Direttiva 2018/2002/UE che modifica la direttiva 2012/27/UE sull'efficienza energetica;
- il Regolamento 2018/1999/UE sulla governance dell'Unione dell'energia e dell'azione per il clima.

La **Direttiva 2018/2001/UE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili** fissa un obiettivo vincolante a livello dell'Unione in termini di quota complessiva di energia da fonti rinnovabili sul consumo finale lordo di energia pari al 32% nel 2030 (artt. 1 e 3); gli Stati membri provvedono collettivamente al raggiungimento dell'obiettivo stabilendo i propri contributi nazionali nei piani nazionali integrati per l'energia e il clima, in conformità al Regolamento (UE) 2018/1999 sulla governance dell'Unione dell'energia.

La Direttiva richiede, inoltre, che ciascuno Stato membro si sforzi di aumentare la quota di energia rinnovabile nel settore del riscaldamento e del raffrescamento di, indicativamente, 1,3 punti percentuali all'anno, calcolati come media per i periodi dal 2021 al 2025 e dal 2026 al 2030, partendo dalla quota di energia rinnovabile destinata al riscaldamento e al raffrescamento nel 2020 (art. 23).

Inoltre, ogni Stato membro è tenuto a far sì che al 2030 i fornitori di carburante conseguano una quota minima di energia da fonti rinnovabili almeno del 14% dei prodotti immessi in consumo nei trasporti. Nella quota minima, il contributo dei biocarburanti avanzati prodotti a partire dalle materie prime elencate nell'allegato IX parte A, deve essere almeno dello 0,2 % nel 2022, almeno dell'1 % nel 2025 e almeno del 3,5 % nel 2030. La quota dei biocarburanti prodotti a partire da materie prime elencate nell'allegato IX, parte B, è limitato all'1,7 % del contenuto energetico dei carburanti per il trasporto, lasciando agli Stati membri la possibilità di incrementare tale valore se giustificato. La quota di biocarburanti per il trasporto prodotti dalle materie prime elencate nell'allegato IX può essere considerata pari al doppio del suo contenuto energetico (double counting); la quota di energia elettrica da fonti rinnovabili è calcolata come pari a 4 volte il suo contenuto energetico, se fornita a veicoli stradali e pari a 1,5 volte se fornita al trasporto ferroviario; a eccezione dei combustibili prodotti a partire da colture alimentari e foraggere, il contributo dei carburanti forniti nel settore dell'aviazione e dei trasporti marittimi è ottenuto moltiplicando per 1,2 volte il loro contenuto energetico. Infine, in ciascun Stato membro la quota di biocarburanti e bioliquidi, se prodotti a partire da colture alimentari o foraggere, non deve superare di più di un punto percentuale la quota di tali carburanti nel consumo finale lordo di energia nei settori del trasporto stradale e ferroviario nel 2020, con un massimo del 7% (artt. 25, 26 e 27).

La Direttiva detta anche norme relative al sostegno finanziario per l'energia elettrica da fonti rinnovabili che deve essere basato su meccanismi competitivi e sullo sviluppo dell'infrastruttura della rete di trasmissione e di distribuzione, delle reti intelligenti, degli impianti di stoccaggio e delle interconnessioni, allo scopo di conseguire un obiettivo del 15% di interconnettività elettrica entro il 2030. Inoltre, sono disciplinati l'autoconsumo dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili, la creazione di comunità di energia rinnovabile, la cooperazione regionale tra gli Stati membri e tra gli Stati membri e i Paesi terzi, le garanzie di origine, le procedure amministrative e l'informazione e la formazione. La Direttiva fissa altresì criteri di sostenibilità e di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra per i biocarburanti, i bioliquidi e i combustibili da biomassa.

La **Direttiva 2018/2002/UE sull'efficienza energetica** attua il principio che pone l'efficienza energetica al primo posto e stabilisce un quadro comune di misure al fine di garantire il conseguimento degli obiettivi principali dell'Unione in materia di efficienza energetica, del 20% per il 2020 e di almeno il 32,5% per il 2030, gettando inoltre le basi per ulteriori miglioramenti al di là di tali scadenze. La Direttiva fissa limiti relativi al consumo energetico dell'Unione nel 2030, che non deve superare 1.273 Mtep di energia primaria e/o 956 Mtep di energia finale. Ogni Stato membro stabilisce i contributi nazionali indicativi di efficienza energetica agli obiettivi dell'Unione per il 2030 nei piani nazionali integrati per l'energia e il clima, in conformità al Regolamento (UE) 2018/1999 sulla governance dell'Unione dell'energia.



La Direttiva individua, inoltre, obblighi cumulativi di risparmio energetico negli usi finali almeno equivalenti a nuovi risparmi annui, dal 1° gennaio 2021 al 31 dicembre 2030, pari allo 0,8% del consumo energetico annuo finale medio, realizzato nel triennio 2016-2018. Tali risparmi possono essere conseguiti mediante il ricorso a regimi obbligatori di efficienza energetica (per esempio Titoli di Efficienza Energetica) o a misure alternative (agevolazioni fiscali, contributi in conto capitale, fondo nazionale efficienza energetica, ecc.). La Direttiva, infine, introduce misure in favore dei consumatori in ottica di trasparenza della bolletta e di informazioni inerenti il consumo per il riscaldamento, il raffreddamento e l'acqua calda per uso domestico. Viene, inoltre, previsto l'obbligo a partire dal 25 ottobre 2020 di installare contatori e contabilizzatori di calore leggibili da remoto.

**Il Regolamento 2018/1999/UE sulla governance dell'Unione dell'energia e dell'azione per il clima** stabilisce i meccanismi necessari a:

- raggiungere gli obiettivi dell'Unione dell'energia e gli impegni a lungo termine dell'UE in materia di emissioni di gas a effetto serra, coerenti con i target dell'accordo di Parigi e in particolare con gli obiettivi dell'UE per il 2030 in materia di energia e clima;
- pianificare, rendicontare e monitorare in modo trasparente e coordinato gli obiettivi dell'UE per il 2030 in materia di energia e clima e ai sensi della Convenzione quadro delle Nazioni Unite sui cambiamenti climatici e dell'accordo di Parigi, promuovendo una cooperazione più stretta tra i Paesi dell'UE;
- offrire maggiore certezza normativa per favorire gli investimenti in energia pulita in tutta l'UE.

La governance dell'Unione dell'energia si basa sui **Piani Nazionali Integrati Energia e Clima (PNIEC)** che gli Stati membri sono tenuti a redigere in via definitiva entro il 31 dicembre 2019. I Piani coprono periodi decennali, a partire da quello 2021-2030, e contengono in particolare:

- uno schema generale del Piano e una descrizione del processo della sua formazione;
- una descrizione degli obiettivi, dei traguardi e dei contributi nazionali relativi alle cinque dimensioni dell'Unione dell'energia:
  1. decarbonizzazione (declinata in emissioni e assorbimenti di gas a effetto serra, energia rinnovabile);
  2. efficienza energetica;
  3. sicurezza energetica;
  4. mercato interno dell'energia (declinata in interconnettività elettrica, infrastruttura di trasmissione dell'energia, integrazione del mercato, povertà energetica);
  5. ricerca, innovazione e competitività.
- una descrizione delle politiche e misure relative agli obiettivi, traguardi e contributi stabiliti dallo Stato membro nonché una panoramica generale degli investimenti necessari per conseguirli;
- una descrizione dello stato attuale delle cinque dimensioni dell'Unione dell'energia e le proiezioni considerando le politiche e le misure già in vigore;
- una valutazione degli impatti delle politiche e delle misure previste per conseguire gli obiettivi in relazione alle cinque dimensioni dell'Unione dell'energia e una valutazione generale di esse sul piano macroeconomico, sociale, ambientale e della salute.

Entro il 31 dicembre 2018 ogni Stato membro è stato chiamato a elaborare e trasmettere alla Commissione Europea una proposta di Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima.

Nel 2019 saranno emanate le rimanenti norme che costituiscono il pacchetto legislativo "energia pulita per tutti gli europei" ("Clean Energy for all Europeans"):

- la Direttiva che stabilisce le regole comuni del mercato elettrico europeo;
- il Regolamento sul mercato elettrico;
- il Regolamento per la preparazione al rischio nel settore elettrico;
- il Regolamento per l'istituzione dell'Agenzia per la Cooperazione dei Regolatori dell'Energia (ACER).

**TABELLA 1** - Stato di attuazione del pacchetto normativo "Clean Energy for All Europeans" (aggiornamento a febbraio 2019)

	COMMISSIONE EUROPEA Proposta	NEGOZIATO INTERISTITUZIONALE	PARLAMENTO EUROPEO Adozione	CONSIGLIO Adozione	GAZZETTA UFFICIALE Pubblicazione
Direttiva performance energetica degli edifici (EPBD)	30/11/2016	Accordo politico	17/04/2018	14/05/2018	19/06/2018 Direttiva (UE) 2018/844
Direttiva energie rinnovabili (RED II)	30/11/2016	Accordo politico	13/11/2018	04/12/2018	21/12/2018 Direttiva (UE) 2018/2001
Direttiva efficienza energetica	30/11/2016	Accordo politico	13/11/2018	04/12/2018	21/12/2018 Direttiva (UE) 2018/2002
Regolamento Governance	30/11/2016	Accordo politico	13/11/2018	04/12/2018	21/12/2018 Regolamento 2018/1999
Regolamento sul mercato elettrico	30/11/2016	Accordo politico	In via di adozione	In via di adozione	-
Direttiva sul mercato elettrico	30/11/2016	Accordo politico	In via di adozione	In via di adozione	-
Regolamento per la preparazione al rischio nel settore elettrico	30/11/2016	Accordo politico	In via di adozione	In via di adozione	-
Regolamento per l'istituzione dell'Agenzia per la Cooperazione dei Regolatori dell'Energia (ACER)	30/11/2016	Accordo politico	In via di adozione	In via di adozione	-

### 1.3 LA PROPOSTA ITALIANA DI PIANO NAZIONALE INTEGRATO ENERGIA E CLIMA

Come previsto dal Regolamento Governance, l'Italia ha trasmesso alla Commissione Europea la propria proposta di Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima entro la fine del 2018. Alla predisposizione del documento hanno preso parte il MiSE, il MATTM, il MIT, GSE, RSE, ISPRA, ENEA e il Politecnico di Milano. Il GSE ha, tra l'altro, coordinato la fase redazionale.

La proposta italiana di Piano intende dare attuazione a una visione di ampia trasformazione dell'economia, nella quale la decarbonizzazione, l'economia circolare, l'efficienza e l'uso razionale ed equo delle risorse naturali rappresentano insieme obiettivi e strumenti per un'economia più rispettosa delle persone e dell'ambiente.

Gli obiettivi generali perseguiti dal Piano sono:

- accelerare il percorso di decarbonizzazione;
- mettere il cittadino e le imprese al centro, in modo che siano protagonisti e beneficiari della trasformazione energetica;
- favorire l'evoluzione del sistema energetico da un assetto centralizzato a uno distribuito;
- continuare a garantire adeguati approvvigionamenti delle fonti convenzionali, perseguendo la sicurezza e la continuità della fornitura;
- promuovere l'efficienza energetica in tutti i settori;
- promuovere l'elettrificazione dei consumi, in particolare nel settore civile e nei trasporti;
- accompagnare l'evoluzione del sistema energetico con attività di ricerca e innovazione, in coerenza con gli orientamenti europei e con le necessità della decarbonizzazione profonda;
- adottare, anche a seguito dello svolgimento della Valutazione Ambientale Strategica, obiettivi e misure che riducano i potenziali impatti negativi sull'ambiente e il paesaggio;
- continuare il processo di integrazione del sistema energetico nazionale in quello dell'UE.

**TABELLA 2** - Obiettivi europei e italiani fissati per il 2020 e proposti per il 2030 nel PNIEC

	OBIETTIVI 2020		OBIETTIVI 2030	
	UNIONE EUROPEA	ITALIA	UNIONE EUROPEA	ITALIA (PNIEC)
<b>ENERGIE RINNOVABILI (FER)</b>				
Quota di energia da FER nei Consumi Finali Lordi di energia	20%	17%	32%	30%
Quota di energia da FER nei Consumi Finali Lordi di energia nei trasporti	10%	10%	14%	21,6%
Quota di energia da FER nei Consumi Finali Lordi per riscaldamento e raffrescamento			+1,3% annuo	+1,3% annuo
<b>EFFICIENZA ENERGETICA</b>				
Riduzione dei consumi di energia primaria rispetto allo scenario PRIMES 2007	-20%	-24%	-32,5%	-43%
Risparmi nei consumi finali tramite politiche attive	-1,5% annuo (senza i trasporti)	-1,5% annuo (senza i trasporti)	-0,8% annuo (con i trasporti)	-0,8% annuo (con i trasporti)
<b>EMISSIONI GAS SERRA</b>				
Riduzione dei GHG vs 2005 per tutti gli impianti vincolati dalla normativa ETS	-21%		-43%	
Riduzione dei GHG vs 2005 per tutti i settori non ETS	-10%	-13%	-30%	-33%
Riduzione complessiva dei gas a effetto serra rispetto ai livelli del 1990	-20%		-40%	

La proposta di Piano presenta il contributo che l'Italia intende fornire per il raggiungimento degli obiettivi europei in materia di transizione energetica e clima, individuando obiettivi e misure per ciascuna delle cinque dimensioni dell'Unione dell'energia: decarbonizzazione, efficienza energetica, sicurezza energetica, mercato interno dell'energia, ricerca innovazione e competitività.

### 1.3.1 Decarbonizzazione

#### Emissioni e assorbimenti di gas a effetto serra

In tema di emissioni, gli obiettivi europei prevedono 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, in primis il termoelettrico e l'industria energivora, oltre a un livello dei prezzi della CO<sub>2</sub> 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 i settori non ETS 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.

### Rinnovabili

L'Italia intende raggiungere l'ambizioso obiettivo del 30% di quota rinnovabile dei consumi finali lordi al 2030, a partire dal 18,3% registrato nel 2017. Il settore elettrico è quello a maggior penetrazione delle rinnovabili, con una quota prevista del 55,4% al 2030, seguito dal termico (33,1%) e dai trasporti (21,6%).

Nel settore elettrico, si prevede una crescita della potenza FER fino a più di 90 GW al 2030, corrispondenti a quasi 190 TWh, con circa 40 GW in più rispetto al 2017. Il contributo principale è atteso dal fotovoltaico (50 GW al 2030, +30 GW dagli attuali 20 GW), seguito da eolico (18 GW al 2030, +8 GW rispetto agli attuali 10 GW). Per il fotovoltaico, priorità sarà data all'installazione su edifici o su aree non adatte ad altri usi, con il coinvolgimento degli enti territoriali sia in termini di obiettivi (burden sharing regionale), sia per accumuli distribuiti, mediante il perfezionamento ed estensione dell'obbligo di integrazione delle aree idonee individuate. Inoltre si promuoverà l'autoconsumo, anche con rinnovabili sugli edifici. Si procederà poi a semplificazioni autorizzative, specialmente ambientali, per il revamping e repowering degli impianti, al fine di preservare e ottimizzare la produzione esistente.

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 aumentare 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 ambizioso. Si prospetta inoltre una crescita rilevante della mobilità elettrica (e relativa quota FER), sia su strada sia su rotaia.

**TABELLA 3** - 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%	55,4%
Settore termico - Quota di energia da FER nei Consumi Finali Lordi di energia	20,1%	33,1%
Settore trasporti - Quota di energia da FER nei Consumi Finali Lordi di energia	6,5%	21,6%

### Efficienza energetica

Per l'efficienza energetica nel Piano sono stati definiti due obiettivi principali: la riduzione dei consumi di energia primaria del -43% al 2030 rispetto allo scenario tendenziale PRIMES 2007, a fronte di un obiettivo comunitario indicativo del -32% e la generazione di nuovi risparmi annui a partire dal 2021, pari allo 0,8% dei consumi finali, come previsto dall'art. 7 della Direttiva sull'efficienza energetica. 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 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.

Prioritario risulta l'impegno in settori caratterizzati ancora da ampi margini di riduzione dei consumi: civile e trasporti.

Per il raggiungimento degli obiettivi di efficienza energetica si è ritenuto opportuno proporre un mantenimento e potenziamento delle principali misure vigenti (CB, Conto Termico, detrazioni fiscali, fondo nazionale efficienza energetica), con un cambio di orientamento sui nuovi settori target, migliorandone l'efficacia e l'efficienza. Per il settore dei trasporti è previsto un set di misure specifiche che si muoveranno sui seguenti fronti: rinnovo dei veicoli pubblici e privati adibiti al trasporto persone, potenziamento delle infrastrutture, shift modale nell'ambito del trasporto delle merci e 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 6,1 milioni di auto ad alimentazione elettrica (di cui 4,5 mln ibride plug-in e 1,6 mln puramente elettriche) e 5,5 mln di auto a gas (di cui 3,1 mln a metano e 2,4 a GPL), con 10 mln di auto a benzina e gasolio in meno.

**TABELLA 4** - 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 (statistico)	2030 (PNIEC)
Consumi di energia primaria (Mtep)	149	125
Consumi di energia finale (Mtep)	115	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

## Sicurezza energetica

L'Italia intende ridurre la dipendenza energetica dall'estero dal 77,5% nel 2016 al 63% 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 del 70% 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 di circa 24 GWh di capacità di accumulo, operante su rete, e di 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 sarà revisionato il Piano di Azione Preventiva del sistema italiano del gas naturale, in funzione del nuovo Regolamento n. 1938/2017 e 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

## 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 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, prevedendo anche un ruolo attivo dei TSO.

L'Italia intende rafforzare 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.

Anche il tema della povertà energetica delle famiglie (circa 2,2 mln di famiglie pari all'8,6% del totale nel 2016 secondo Banca d'Italia), è al centro dell'attenzione delle istituzioni nazionali. Al 2030 l'Italia intende estendere e rafforzare le attuali politiche di contrasto, mediante strumenti quali 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. Così agendo, si punta a ridurre l'incidenza della povertà energetica tra il 7% e l'8% (230.000 famiglie in meno). Si valuteranno, inoltre, a integrazione delle misure proposte, sostegni specifici per interventi di efficienza e di installazione di impianti a fonti rinnovabili in autoconsumo.

### 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.

Parimenti, 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.

Entro il 31 dicembre del 2019 sarà elaborata la versione definitiva del Piano Nazionale Integrato Energia e Clima. Il percorso che porterà l'Italia a raggiungere questo traguardo prevede le seguenti tappe:

- consultazione pubblica attraverso un portale web dedicato;
- Valutazione Ambientale Strategica della proposta di Piano;
- collaborazione con gli Stati confinanti per valutare la coerenza delle previsioni dei rispettivi Piani, per esempio sui progetti di interconnessione;
- interlocuzione con la Commissione Europea, che entro giugno 2019 formalizzerà raccomandazioni ai fini della finalizzazione del Piano;
- condivisione dei contenuti con Regioni ed enti locali.

## 1.4 LE NOVITÀ NORMATIVE IN AMBITO NAZIONALE

Fra i provvedimenti normativi salienti del 2018, si segnala il **D.M. MiSE del 2 marzo 2018** per la promozione dell'uso del biometano e degli altri biocarburanti avanzati nel settore dei trasporti, in linea con quanto previsto dalle Direttive UE sulla promozione dell'energia da fonte rinnovabile. Il Decreto promuove la diffusione del biometano attraverso un meccanismo che ne incentiva la produzione con il riconoscimento del valore del CIC (Certificato di Immissione in Consumo) fissato a 375€, cui va sommato il valore a mercato del biometano sulla base del prezzo di vendita registrato sul mercato a pronti del gas naturale (piattaforma MPGAS del GME).

Il **D.M. MiSE del 2 maggio 2018** ha definito le modalità di gestione dei flussi informativi che confluiscono nella banca dati nazionale, istituita presso il GSE dall'articolo 15-bis del D.L. 4 giugno 2013, n. 63, convertito con Legge 3 agosto 2013, n. 90, le opportune forme di collaborazione e raccordo tra il GSE, l'Enea, e le amministrazioni pubbliche autorizzate a erogare incentivi o sostegni finanziari nei settori dell'efficienza energetica e della produzione di energia da fonti rinnovabili, nonché idonee forme di pubblicità delle informazioni conferite alla banca dati.

Il **D.M. MiSE del 10 maggio 2018** ha modificato e aggiornato il D.M. 11 gennaio 2017, concernente la determinazione degli obiettivi quantitativi nazionali di risparmio energetico che devono essere perseguiti dalle imprese di distribuzione dell'energia elettrica e il gas per gli anni dal 2017 al 2020 e per l'approvazione delle nuove Linee Guida per la preparazione, l'esecuzione e la valutazione dei progetti di efficienza energetica

La **Legge di Bilancio 2018** (Legge n.145 del 30 dicembre 2017) contiene importanti disposizioni inerenti l'efficienza energetica e le fonti rinnovabili.

È stata prorogata di un anno, al 31 dicembre 2019, la scadenza delle detrazioni fiscali per le spese relative agli interventi di riqualificazione energetica degli edifici. È stata poi prorogata di un anno, al 31 dicembre 2019, anche la scadenza della detrazione del 50% per gli interventi finalizzati al recupero del patrimonio edilizio, tra cui rientrano gli interventi finalizzati al risparmio energetico, con particolare riguardo all'installazione di impianti basati sull'impiego delle fonti rinnovabili di energia, compreso il fotovoltaico.

Per quanto concerne gli impianti alimentati a biogas con potenza elettrica non superiore a 300 kW, si potrà continuare ad accedere agli incentivi secondo le procedure, modalità e tariffe previste dal D.M. 23 giugno 2016. La possibilità di accedere ai vecchi incentivi si applicherà fino all'emanazione del futuro Decreto di incentivazione sulle rinnovabili elettriche (Decreto FER 2), che comprenderà le fonti - tra cui il biogas - escluse dal Decreto FER 1, attualmente in fase di definizione. L'ammissione agli incentivi potrà avvenire tramite accesso diretto oppure tramite registro, nel limite di un costo annuo di 25 mln€. Il primo bando sarà pubblicato entro il 31 marzo 2019. Il GSE dovrà formare la graduatoria delle domande iscritte a registro nel suo sito internet, secondo precisi criteri di priorità. Per potenziare e accelerare il programma di riqualificazione energetica degli immobili della PA centrale (articolo 5, D.Lgs. 102/2014), è autorizzata una spesa di 25 mln€ per l'anno 2019 e di 40 mln€ per ciascuno degli anni dal 2020 al 2022.

Relativamente alla mobilità elettrica, è stata introdotta una detrazione del 50% per le spese sostenute dal 1° marzo 2019 al 31 dicembre 2021 relative all'acquisto e alla posa in opera di infrastrutture di ricarica dei veicoli alimentati a energia elettrica, inclusi i costi iniziali per la richiesta di potenza aggiuntiva fino ad un massimo di 7 kW. Infine, sono previsti incentivi a coloro che, nel 2019, acquistano in Italia (anche in locazione finanziaria) un veicolo elettrico o ibrido nuovo di fabbrica, di potenza inferiore o uguale a 11 kW, delle categorie L1 e L3, e che consegnano per la rottamazione un veicolo delle medesime categorie di cui siano proprietari (o utilizzatori da almeno 12 mesi, in caso di locazione). L'incentivo, corrisposto dal venditore mediante compensazione con il prezzo di acquisto, è pari al 30% del prezzo di acquisto, fino ad un massimo di 3.000 € nel caso in cui il veicolo consegnato per la rottamazione sia della categoria Euro 0, 1 e 2.



**TABELLA 5** - Principali provvedimenti normativi del 2018

RIFERIMENTO NORMATIVO	DESCRIZIONE
<b>LEGGE 30 DICEMBRE 2018, N. 145</b>	Bilancio di previsione dello Stato per l'anno finanziario 2019 e Bilancio pluriennale 2019/2021 - Stralcio - Disposizioni in materia di rifiuti, acque, appalti, energia, territorio, trasporti, inquinamento acustico
<b>DECRETO DIRETTORIALE MISE 20 DICEMBRE 2018</b>	Approvazione contratto standard ritiro e pagamento biometano avanzato (D.M. 2 marzo 2018)
<b>LEGGE 17 DICEMBRE 2018, N. 136</b>	Conversione in Legge del D.L. 23 ottobre 2018, n. 119, recante disposizioni urgenti in materia fiscale e finanziaria - Misure su accise su impianti di produzione combinata di energia e calore, infrastrutture ferroviarie, Autorità portuali
<b>D.M. MEF 6 SETTEMBRE 2018</b>	Fondo nazionale per l'efficienza energetica - Disciplina garanzie dello Stato sugli interventi garantiti dal Fondo ex articolo 15, comma 7 D. Lgs. 102/2014
<b>D.L. 25 LUGLIO 2018, N. 91</b>	Proroga di termini previsti da disposizioni legislative - Stralcio - Proroga dell'obbligo di esercizio in forma associata delle funzioni fondamentali dei Comuni (compresi i rifiuti) e differimento entrata in esercizio di impianti geotermoelettrici e solari termodinamici ai fini del godimento degli incentivi ex D.M. 23 giugno 2016
<b>D.M. MATTM 28 GIUGNO 2018</b>	Finanziamento dell'efficientamento energetico degli edifici scolastici - Proroga al 31 dicembre 2018 dei termini per la presentazione delle domande per gli incentivi del Fondo Kyoto scuole
<b>DECRETO DIRETTORIALE MISE 26 GIUGNO 2018</b>	Approvazione contratti standard biometano avanzato e biocarburanti avanzati (D.M. 2 marzo 2018)
<b>DECRETO DIRETTORIALE MISE 31 MAGGIO 2018</b>	Miglioramento della prestazione energetica degli immobili della pubblica amministrazione centrale - Approvazione programma di interventi 2017 - Attuazione articoli 5, D.Lgs. 102/2014 e 9, D.M. 16 settembre 2016
<b>D.M. MISE 11 MAGGIO 2018</b>	Detrazioni fiscali per interventi di efficienza energetica - Articolo 14, comma 2-quinquies del D.L. 63/2013 convertito dalla Legge 90/2013 - Modalità per l'effettuazione dei controlli da parte dell'Enea di verifica del diritto alle agevolazioni
<b>D.M. MISE 10 MAGGIO 2018</b>	Sistema di riconoscimento dei titoli di efficienza energetica (CB) per progetti di efficienza energetica e obiettivi di risparmio energetico 2017-2020 a carico delle imprese di distribuzione di energia elettrica e gas - Modifiche al D.M. 11 gennaio 2017
<b>D.M. MISE 2 MAGGIO 2018</b>	Banca dati GSE incentivi per energie rinnovabili ed efficienza energetica - Modalità di gestione dei flussi informativi
<b>D.M. MATTM 29 MARZO 2018</b>	Riconoscimento agli impianti geotermici dei premi e delle tariffe-premio
<b>D.M. MATTM 28 MARZO 2018, N. 94</b>	Valutazione d'Impatto Ambientale (VIA) - Sanzioni - Contenuti minimi e formati dei verbali di accertamento, contestazione e notificazione - Articolo 29, D.Lgs. 152/2006 - Attuazione disposizioni transitorie D.Lgs. 104/2017
<b>D.M. MISE 2 MARZO 2018</b>	Promozione dell'uso del biometano e degli altri biocarburanti avanzati nel settore dei trasporti - Articolo 21, D.Lgs. 28/2011
<b>D.M. MIT 2 MARZO 2018</b>	Approvazione elenco delle principali opere edilizie realizzabili in regime di attività edilizia libera - Attuazione D.Lgs. 222/2016
<b>DECRETO DIRETTORIALE MATTM 5 FEBBRAIO 2018, N. 48</b>	Contenuti della modulistica per la presentazione della check-list per la valutazione preliminare da parte dell'Autorità competente in merito alla individuazione del procedimento di valutazione ambientale da applicare - Modifica o ammodernamento impianti
<b>DECRETO DIRETTORIALE MATTM 2 FEBBRAIO 2018, N. 47</b>	Disposizioni concernenti le modalità di versamento degli oneri economici per le procedure di valutazione ambientale (VAS e VIA) di competenza statale e la relativa documentazione da presentare
<b>D.M. MATTM 4 GENNAIO 2018, N. 2</b>	Costi funzionamento della Commissione tecnica di verifica dell'impatto ambientale - VIA e VAS e del Comitato tecnico istruttorio
<b>D.M. MATTM 4 GENNAIO 2018, N. 1</b>	Definizione delle tariffe da applicare in relazione alle procedure di verifica di assoggettabilità a VIA, di VIA, di VAS - Articolo 33 D.Lgs. 3 aprile 2006, n. 152

**TABELLA 8** - Principali delibere dell'ARERA adottate nel 2018

RIFERIMENTO NORMATIVO	DESCRIZIONE
DELIBERA ARERA 27 DICEMBRE 2018, N. 711/2018/R/COM	Aggiornamento, dal 1° gennaio 2019, delle componenti tariffarie destinate alla copertura degli oneri generali e di ulteriori componenti del settore elettrico e del settore gas
DELIBERA ARERA 5 DICEMBRE 2018, N. 633/2018/R/EFR	Approvazione corrispettivi anno 2018 GME per registrazione scambi bilaterali CB e GO
PARERE ARERA 20 NOVEMBRE 2018, N. 591/2018/I/EFR	Parere sullo schema di D.M. per l'incentivazione della produzione di energia elettrica da fonti energetiche rinnovabili
DELIBERA ARERA 13 NOVEMBRE 2018, N. 564/2018/E/EEL	Definizione dei corrispettivi di collaudo degli impianti di rete per la connessione realizzati dai soggetti richiedenti - Integrazioni al Testo Integrato Connessioni Attive (TICA)
DELIBERA ARERA 6 NOVEMBRE 2018, N. 558/2018/E/EEL	Incentivazione dell'energia elettrica e termica prodotta da fonti rinnovabili nelle isole non interconnesse - Attuazione D.M. Sviluppo economico 14 febbraio 2017
DELIBERA ARERA 23 OTTOBRE 2018, N. 535/2018/R/EEL	Approvazione della Proposta di termini e condizioni relativi al bilanciamento, presentata ai sensi del Regolamento UE 2017/2195 (Regolamento Balancing) e verifica di conformità di relative proposte di modifica del codice di trasmissione, dispacciamento, sviluppo e sicurezza della rete
DELIBERA ARERA 9 OTTOBRE 2018, N. 501/2018/R/EFR	CB - Approvazione dell'aggiornamento del Regolamento delle transazioni bilaterali e delle Regole di funzionamento del mercato dei TEE
DELIBERA ARERA 27 SETTEMBRE 2018, N. 487/2018/R/EFR	CB - Revisione delle Regole di determinazione del contributo tariffario riconosciuto dai distributori soggetti agli obblighi nell'ambito del meccanismo dei CB (TEE) - D.M. 10 maggio 2018
DELIBERA ARERA 27 SETTEMBRE 2018, N. 475/2018/R/COM	Aggiornamento, dal 1° ottobre 2018, delle componenti tariffarie destinate alla copertura degli oneri generali e di ulteriori componenti del settore elettrico e del settore gas
DELIBERA ARERA 2 AGOSTO 2018, N. 426/2018/R/EEL	Semplificazioni in materia di RIU e SSPC - Aggiornamento registro RIU
DELIBERA ARERA 12 LUGLIO 2018, N. 383/2018/R/EEL	Approvazione Regolamento Terna relativo al progetto pilota per la partecipazione al mercato dei servizi di dispacciamento delle unità di produzione di energia da fonte rinnovabile
DELIBERA ARERA 28 GIUGNO 2018, N. 359/2018/R/COM	Aggiornamento, dal 1° luglio 2018, delle componenti tariffarie destinate alla copertura degli oneri generali e di ulteriori componenti del settore elettrico e del settore gas
DETERMINA ARERA 22 GIUGNO 2018, N. 4/2018/DMRT	CB - Definizione del contributo tariffario definitivo per il 2017 e del contributo tariffario di riferimento per il 2018
DELIBERA ARERA 17 MAGGIO 2018, N. 287/2018/R/EFR	Avvio di procedimento finalizzato alla revisione dell'indice di affidabilità "IA" utilizzato nel calcolo della mancata produzione eolica
DELIBERA ARERA 11 APRILE 2018, N. 249/2018/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 2017
PARERE ARERA 11 APRILE 2018, N. 265/2018/I/EFR	Parere al MiSE sullo schema di Decreto interministeriale recante modifica del Decreto interministeriale 11 gennaio 2017, in materia di CB
DELIBERA ARERA 29 MARZO 2018, N. 173/2018/R/GAS	Avvio di procedimento per l'attuazione delle disposizioni del D.M. 2 marzo 2018 in materia di incentivi alla produzione di biometano
DELIBERA ARERA 29 MARZO 2018, N. 172/2018/R/COM	Aggiornamento, dal 1° aprile 2018, delle componenti tariffarie destinate alla copertura degli oneri generali e di ulteriori componenti del settore elettrico e del settore gas
DELIBERA ARERA 8 MARZO 2018, N. 139/2018/R/EFR	Efficienza energetica - CB - Approvazione aggiornamento regole del mercato dei TEE
DELIBERA ARERA 15 FEBBRAIO 2018, N. 88/2018/R/EEL	Disposizioni in materia di configurazione dei sistemi smart metering 2G
DELIBERA ARERA 1 FEBBRAIO 2018, N. 50/2018/R/EEL	Disposizioni relative al riconoscimento degli oneri altrimenti non recuperabili per il mancato incasso degli oneri generali di sistema
DELIBERA ARERA 25 GENNAIO 2018, N. 32/2018/R/EFR	Determinazione del valore medio del prezzo di cessione dell'energia elettrica dell'anno 2017, ai fini della quantificazione, per l'anno 2018, del valore degli incentivi sostitutivi dei CV
DELIBERA ARERA 22 GENNAIO 2018, N. 22/2018/R/EEL	Disposizioni in merito alla suddivisione della rete rilevante in zone e avvio della revisione della stessa, ai sensi del Regolamento 2015/1222 (CACM)





**ELETTRICITÀ**

# 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 2018.

### MECCANISMI DI INCENTIVAZIONE

#### D.M. isole minori

Con la Delibera 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. Per ciascuna delle 20 isole minori, di cui 14 in Sicilia, sono stati individuati specifici obiettivi sia elettrici che termici per il 2020, definendo altresì le linee guida per la transizione al 2030. 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 preventiva in alcuni casi), la contrattualistica e l'erogazione degli incentivi, nonché le relative verifiche. Il GSE predisporrà le modalità operative e il portale informatico per l'accesso agli incentivi, che daranno piena operatività all'incentivazione, dei cui esiti pertanto si inizierà a dare riscontro dalla prossima edizione del rapporto attività.



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

## **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 e 23 giugno 2016.

### **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 e 23 giugno 2016.

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

MECCANISMO INCENTIVANTE	PERIODO ACCESSO <sup>1</sup>	DURATA INCENTIVO <sup>1</sup>	FONTI/ TECNOLOGIE	POTENZA IMPIANTO <sup>2</sup>	TIPOLOGIA INCENTIVO <sup>3</sup>	VALORIZZAZIONE INCENTIVO	TIPOLOGIA ENERGIA INCENTIVATA	VALORIZZAZIONE ENERGIA IMMESSA <sup>4</sup>
DM Isole minori <sup>5</sup>	dal 2019	20 anni	FER-E	Qualsiasi	FIT + PA	Tariffa costante o variabile indicizzata al gasolio + premio autoconsumo	Prodotta	Inclusa nella tariffa
D.M. 23 giugno 2016 FER-E	dal 2016	15-30 anni	FER-E non FV e solare CSP	<=500kW	FIT	Tariffa costante	Immessa	Inclusa nella tariffa
				>500kW	SFIP	Tariffa ottenuta per differenza con il prezzo dell'energia	Immessa	Mercato
D.M. 6 luglio 2012 FER-E	2013-2016	15-30 anni	FER-E non FV	<=1MW	FIT	Tariffa costante	Immessa	Inclusa nella tariffa
				>1MW	SFIP	Tariffa ottenuta per differenza con il prezzo dell'energia	Immessa	Mercato
V CE	2012-2013	20 anni	FV	<=1MW	FIT+PA	Tariffa costante	Prodotta	Inclusa nella tariffa
				>1MW	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
TO	2008-2012	15 anni	FER-E non FV	<=1MW <sup>6</sup>	FIT	Tariffa costante	Immessa	Inclusa nella tariffa
I-IV Conto Energia FV	2006-2012	20 anni	FV	Qualsiasi	FIP <sup>7</sup>	Tariffa costante	Prodotta	Mercato o RID o SSP
CV/Tariffa incentivante ex CV	2002-2012	8-15 anni	FER-E <sup>8</sup>	Qualsiasi	CV/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

<sup>1</sup> Periodo indicativo di ammissibilità al meccanismo e durata dell'incentivo, salvo disposizioni specifiche o transitorie

<sup>2</sup> Non inferiore a 1 kW.

<sup>3</sup> 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.

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

<sup>5</sup> Si riporta la sola incentivazione delle rinnovabili elettriche

<sup>6</sup> 200 kW per gli impianti eolici.

<sup>7</sup> Il IV CE prevedeva per gli impianti entrati in esercizio a partire dal 2013 una FIT+PA.

<sup>8</sup> Inclusi specifici impianti di cogenerazione abbinati a reti di teleriscaldamento.

## 2.1 GLI INCENTIVI DEL D.M. 23 GIUGNO 2016

### 2.1.1 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). Come per il precedente D.M. 6 luglio 2012, le richieste di accesso ai meccanismi di incentivazione previsti dal Decreto del 2016 devono essere presentate attraverso l'apposito portale telematico reso disponibile dal GSE. 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 in particolare previsto un registro nel limite di costo indicativo annuo di 25 mln€ e il cui bando sarà pubblicato dal GSE entro il 31 marzo 2019. Per gli impianti fino a 100 kW è inoltre possibile esercitare il diritto all'accesso diretto.

### 2.1.2 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 2018. 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 2017<sup>1</sup>.

Una quota di detti impianti, al 31 dicembre 2018, 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 2018 corrisponde alla potenza ammessa diminuita di quella esclusa alla stessa data<sup>2</sup>.

La tabella fornisce inoltre il dettaglio della quota di potenza degli impianti aventi diritto, entrati in esercizio al 31 dicembre 2018, per i quali è stata presentata richiesta di accesso agli incentivi.

Per l'accesso diretto è, infine, indicata la potenza degli impianti entrati in esercizio al 31 dicembre 2018 e la potenza esclusa, alla stessa data, a seguito dell'istruttoria del GSE.

#### NOTE

**1** 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.

**2** 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 2** - D.M. 23 giugno 2016 - Quadro riassuntivo degli esiti di incentivazione al 31 dicembre 2018 [MW]

MODALITÀ D'ACCESSO E TIPOLOGIA DI IMPIANTO	POTENZA DISPONIBILE	POTENZA AMMESSA	POTENZA AVENTE DIRITTO AL 31/12/2018	DETTAGLIO AVENTI		POTENZA ESCLUSA AL 31/12/2018
				In esercizio	Non in esercizio	
<b>Aste</b>	<b>1.000,0</b>	<b>869,8</b>	<b>869,0</b>	<b>264,2</b>	<b>604,8</b>	<b>0,8</b>
Idroelettrico	-	-	-	-	-	-
Eolico on shore	800,0	800,0	799,2	264,2	535,0	0,8
Eolico off shore	30,0	30,0	30,0	-	30,0	-
Geotermoelettrico	20,0	19,8	19,8	-	19,8	-
Rifiuti (Biomasse C e D)	50,0	20,0	20,0	-	20,0	-
Solare Termodinamico	100,0	-	-	-	-	-
<b>Registri</b>	<b>281,4</b>	<b>275,4</b>	<b>231,1</b>	<b>91,7</b>	<b>139,4</b>	<b>44,3</b>
Idroelettrico	79,0	79,0	75,9	33,6	42,3	3,1
Eolico on shore	56,9	56,9	35,9	26,6	9,3	21,1
Geotermoelettrico	30,0	30,0	20,7	-	20,7	9,3
Oceanica	6,0	-	-	-	-	-
Bioenergie (esclusi rifiuti biomasse C)	89,5	89,5	78,6	31,6	47,1	10,9
Solare Termodinamico	20,0	20,0	20,0	-	20,0	-
<b>Registri rifacimenti</b>	<b>90,0</b>	<b>55,1</b>	<b>51,9</b>	<b>18,5</b>	<b>33,5</b>	<b>3,2</b>
Idroelettrico	30,0	30,0	30,0	12,5	17,5	-
Eolico on shore	40,0	9,1	5,9	5,9	0,0	3,2
Eolico off shore	-	-	-	-	-	-
Geotermoelettrico	20,0	16,0	16,0	-	16,0	-
<b>Totale Aste/Registri/ Registri rifacimenti</b>	<b>1.371,4</b>	<b>1.200,3</b>	<b>1.152,0</b>	<b>374,4</b>	<b>777,6</b>	<b>48,3</b>
<b>Accesso Diretto</b>				<b>177,1</b>		<b>16,9</b>
Idroelettrico				27,9		1,6
Eolico				121,7		11,4
Oceanica				-		0,1
Bioenergie (esclusi rifiuti)				27,5		3,8
Rifiuti (Biomasse C)				-		-
<b>Totale complessivo</b>	<b>1.371,4</b>	<b>1.200,3</b>	<b>1.152,0</b>	<b>551,5</b>	<b>777,6</b>	<b>16,9</b>

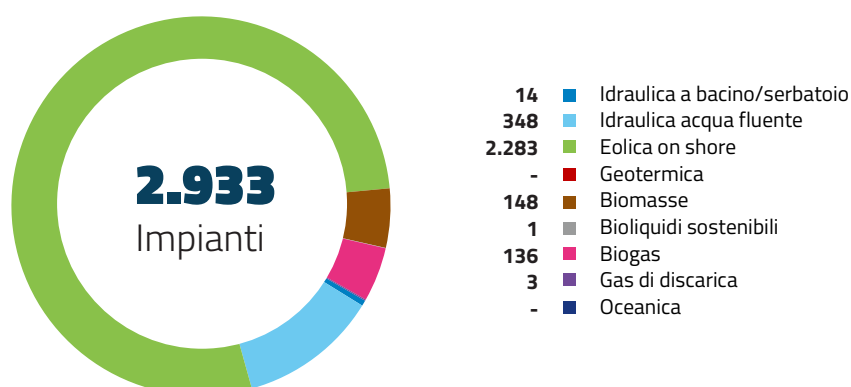
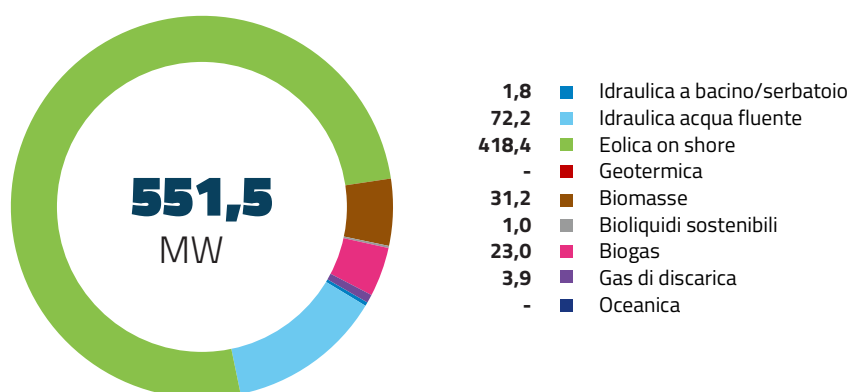
### 2.1.3 Impianti in esercizio al 31 dicembre 2018

Gli impianti che risultano in esercizio al 31 dicembre 2018<sup>3</sup> sono 2.933, per una potenza totale di 551,5 MW. Il maggior numero di impianti è quello degli eolici (2.283), seguito dagli idroelettrici ad acqua fluente (348). Agli impianti eolici spetta anche il primato in termini di potenza installata (418,4 MW), seguiti dagli impianti idroelettrici ad acqua fluente (72,2 MW).

#### NOTE

<sup>3</sup> 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.



**FIGURA 1** - D.M. 23 giugno 2016 - Ripartizione per fonte del numero degli impianti in esercizio al 31 dicembre 2018 [numero]

**FIGURA 2** - D.M. 23 giugno 2016 - Ripartizione per fonte della potenza degli impianti in esercizio al 31 dicembre 2018 [MW]

**TABELLA 3** - D.M. 23 giugno 2016 - Numero e potenza degli impianti in esercizio al 31 dicembre 2018, suddivisi per tipologia di impianto

TIPOLOGIA DI IMPIANTO	2016		2017		2018	
	Numero di impianti	Potenza [MW]	Numero di impianti	Potenza [MW]	Numero di impianti	Potenza [MW]
Idraulica a bacino/serbatoio	1	0,0	5	0,3	14	1,8
Idraulica acqua fluente	67	17,6	340	57,4	348	72,2
Eolica on shore	348	21,7	2.364	152,1	2.283	418,4
Geotermica	-	-	-	-	-	-
Biomasse	28	10,1	153	32,2	148	31,2
Bioliquidi sostenibili	1	1,0	1	1,0	1	1,0
Biogas	19	4,8	125	20,4	136	23,0
Gas di scarica	2	1,9	2	1,9	3	3,9
Oceanica	1	0,1	-	-	-	-
<b>Totale</b>	<b>467</b>	<b>57,2</b>	<b>2.990</b>	<b>265,2</b>	<b>2.933</b>	<b>551,5</b>

**TABELLA 4** - D.M. 23 giugno 2016 - Numero e potenza degli impianti in esercizio al 31 dicembre 2018, suddivisi per tipologia di intervento

CATEGORIA	2016		2017		2018	
	Numero di impianti	Potenza [MW]	Numero di impianti	Potenza [MW]	Numero di impianti	Potenza [MW]
Nuova costruzione	457	55,9	2.920	244,9	2.855	504,7
Riattivazione	1	0,1	23	2,1	21	1,8
Integrale ricostruzione	5	0,7	21	3,3	26	24,2
Rifacimento totale o parziale	2	0,1	18	12,8	25	19,5
Potenziamento	2	0,4	8	2,2	6	1,3
<b>Totale</b>	<b>467</b>	<b>57,2</b>	<b>2.990</b>	<b>265,2</b>	<b>2.933</b>	<b>551,5</b>

Per effetto del superamento del termine per la presentazione delle richieste di accesso diretto, fissato dal D.M. 23 giugno 2016 al 31 dicembre 2017, il 2018 ha visto entrare nel perimetro degli impianti in esercizio esclusivamente impianti risultati in posizione utile nelle graduatorie dei registri, dei registri per interventi di rifacimento e delle procedure d'asta 2016. Il numero degli impianti in esercizio e ammessi agli incentivi è rimasto pressoché stabile, in quanto le nuove iniziative sono state compensate dagli impianti che erano in esercizio al 31 dicembre 2017 ma che sono stati esclusi dagli incentivi nel corso del 2018 per il mancato possesso dei requisiti necessari, come rilevato nel corso dell'istruttoria per l'accesso o a seguito di verifica ispettiva. La maggior potenza degli impianti entrati in esercizio (registri e aste), rispetto a quella degli impianti esclusi (tra i quali prevalgono i piccoli impianti eolici), ha comunque determinato un incremento della potenza totale di oltre 286 MW.

#### 2.1.4 Impianti a progetto al 31 dicembre 2018

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 2018, mantengono a tale data la possibilità di accedere all'incentivazione.

**TABELLA 5** - D.M. 23 giugno 2016 - Impianti aggiudicatari delle procedure d'asta o ammessi in posizione utile nei registri non in esercizio al 31 dicembre 2018. Suddivisione per tipologia di impianto

Fonti primarie utilizzate	Numero	Potenza [MW]
Idraulica acqua fluente	76	59,8
Eolica on shore	27	544,3
Eolica off shore	7	56,5
Geotermica	24	34,8
Biomasse	2	5,4
Bioliquidi sostenibili	66	22,9
Biogas	4	4,0
Gas di scarica	1	30,0
Solare termodinamico	8	20,0
<b>Totale complessivo</b>	<b>215</b>	<b>777,6</b>

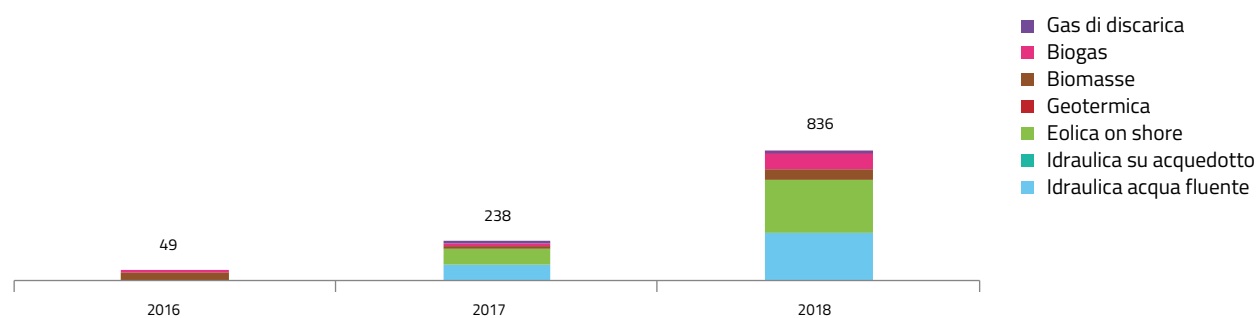
#### 2.1.5 Risultati economici D.M. 23 giugno 2016

Nel corso del 2018, l'energia incentivata ai sensi del D.M. 23 giugno 2016 è giunta a circa 836 GWh, cui risulta associato un corrispettivo economico di circa 124 mln€. In termini di energia, l'eolico è la prima fonte, con 353 GWh, seguita dall'idroelettrico ad acqua fluente (286 GWh) e dal biogas (115 GWh). In termini di corrispettivi, all'eolico sono associati 50 mln€, seguiti da 38 mln€ dell'idroelettrico ad acqua fluente e da 24 mln€ del biogas.

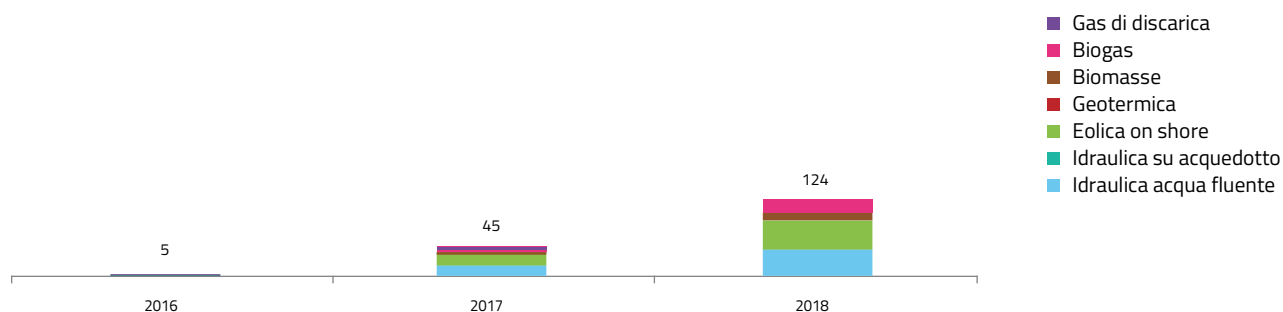
Nelle seguenti tabelle si rappresenta l'evoluzione storica dell'energia incentivata e dei corrispondenti corrispettivi economici, a partire dal 2016. È possibile osservare la rilevante crescita dell'energia e dei corrispettivi del 2018 rispetto al 2017.

**TABELLA 6** - Evoluzione dell'energia incentivata ai sensi del D.M. 23 giugno 2016 [GWh]

Tipologia	2016	2017	2018
Idraulica a bacino/serbatoio	0	1	4
Idraulica acqua fluente	20	87	286
Idraulica su acquedotto	0	0	0
Eolica on shore	23	104	353
Geotermica	0	0	0
Biomasse	1	11	74
Bioliquidi sostenibili	0	0	0
Biogas	4	34	115
Gas di discarica	0	1	4
<b>Totale complessivo</b>	<b>49</b>	<b>238</b>	<b>836</b>

**FIGURA 3** - Evoluzione dell'energia incentivata ai sensi del D.M. 23 giugno 2016 [GWh]**TABELLA 7** - Evoluzione dei corrispettivi erogati ai sensi del D.M. 23 giugno 2016 [mln€]

Tipologia	2016	2017	2018
Idraulica a bacino/serbatoio	0	0	0
Idraulica acqua fluente	2	12	38
Idraulica su acquedotto	0	0	0
Eolica on shore	2	23	50
Geotermica	0	0	0
Biomasse	0	3	12
Bioliquidi sostenibili	0	0	0
Biogas	1	7	24
Gas di discarica	0	0	0
<b>Totale complessivo</b>	<b>5</b>	<b>45</b>	<b>124</b>

**FIGURA 4** - Evoluzione dei corrispettivi erogati ai sensi del DM 23 giugno 2016 [mln€]

## 2.2 GLI INCENTIVI DEL D.M. 6 LUGLIO 2012

### 2.2.1 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 mantenuto 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 del 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.

**NOTE**

4 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.

**2.2.2 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 2018.

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 delle potenze messe 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 2018, 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 2018 corrisponde alla potenza ammessa diminuita di quella esclusa alla stessa data<sup>4</sup>.

La tabella fornisce inoltre il dettaglio della quota della potenza degli impianti aventi diritto, entrati in esercizio al 31 dicembre 2018, per i quali è stata presentata richiesta di accesso agli incentivi. Per l'accesso diretto, è infine indicata la potenza degli impianti entrati in esercizio al 31 dicembre 2018 e la potenza esclusa alla stessa data a seguito di rinuncia o in virtù dell'operato del GSE.

**TABELLA 8** - D.M. 6 luglio 2012 - Quadro riassuntivo degli esiti di incentivazione al 31 dicembre 2018 [MW]

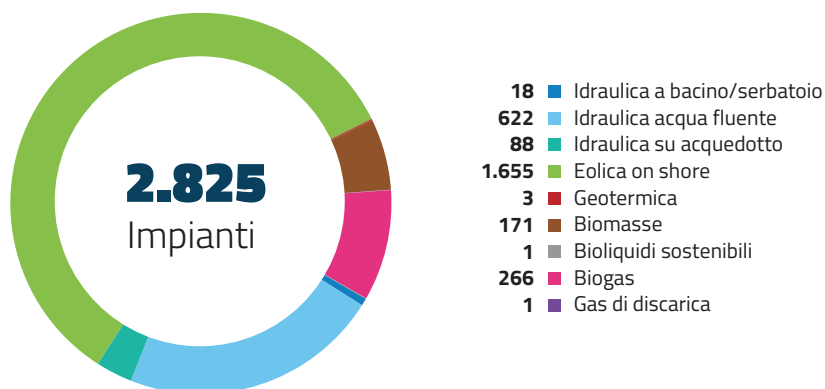
MODALITÀ D'ACCESSO E TIPOLOGIA DI IMPIANTO	POTENZA DISPONIBILE	POTENZA AMMESSA	POTENZA AVENTE DIRITTO AL 31/12/2018	DETTAGLIO AVENTI DIRITTO AL 31/12/2018		POTENZA ESCLUSA AL 31/12/2018
				In esercizio	Non in esercizio	
<b>Aste</b>	<b>2.531,0</b>	<b>1.442,2</b>	<b>1.305,7</b>	<b>1.253,7</b>	<b>52,0</b>	<b>136,5</b>
Idroelettrico	50,0	-	-	-	-	-
Eolico on shore	1.321,0	1.275,2	1.195,0	1.143,0	52,0	80,2
Eolico off shore	650,0	30,0	-	-	-	30,0
Geotermoelettrico	40,0	39,6	39,6	39,6	-	-
Bioenergie (esclusi rifiuti Biomasse tipo C)	120,0	46,7	38,2	38,2	-	8,5
Rifiuti (Biomasse C)	350,0	50,7	32,9	32,9	-	17,8
<b>Registri</b>	<b>1.000,0</b>	<b>880,3</b>	<b>285,3</b>	<b>284,8</b>	<b>0,5</b>	<b>595,1</b>
Idroelettrico	205,0	203,9	114,3	113,8	0,5	89,6
Eolico on shore	178,0	177,7	81,7	81,7	-	95,9
Geotermoelettrico	105,0	17,1	17,1	17,1	-	-
Oceanica	3,0	0,1	-	-	-	0,1
Bioenergie (esclusi rifiuti Biomasse tipo C)	479,0	478,0	72,1	72,1	-	405,8
Rifiuti (Biomasse C)	30,0	3,6	-	-	-	3,6
<b>Rifacimenti</b>	<b>1.875,0</b>	<b>201,6</b>	<b>141,2</b>	<b>141,2</b>	<b>0,0</b>	<b>60,4</b>
Idroelettrico	900,0	143,9	107,8	107,8	-	36,1
Eolico on shore	450,0	1,5	-	-	-	1,5
Geotermoelettrico	120,0	39,6	19,8	19,8	-	19,8
Bioenergie (esclusi rifiuti)	195,0	-	-	-	-	-
Rifiuti (Biomasse C)	210,0	16,6	16,6	13,6	-	3,0
<b>Totale Aste/Registri/ Registri rifacimenti</b>	<b>5.406,0</b>	<b>2.524,1</b>	<b>1.732,1</b>	<b>1.679,6</b>	<b>52,5</b>	<b>792,0</b>
<b>Accesso diretto</b>	-	-	<b>115,1</b>	<b>115,1</b>	-	<b>16,2</b>
Idroelettrico	-	-	22,5	22,5	-	5,9
Eolico	-	-	64,2	64,2	-	4,8
Bioenergie (esclusi rifiuti)	-	-	28,4	28,4	-	5,5
<b>Totale complessivo</b>	<b>5.406,0</b>	<b>2.524,1</b>	<b>1847,2</b>	<b>1.794,7</b>	<b>52,5</b>	<b>808,2</b>



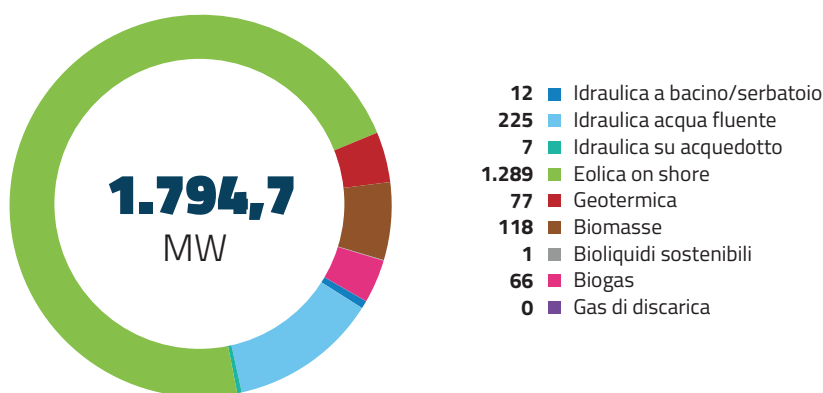
### 2.2.3 Impianti in esercizio al 31 dicembre 2018

Gli impianti che risultano in esercizio al 31 dicembre 2018<sup>5</sup> sono 2.825, per una potenza totale di 1.794,7 MW. Il maggior numero di impianti è quello degli eolici (1.655), seguito dagli idroelettrici ad acqua fluente (622). Agli impianti eolici spetta anche il primato in termini di potenza installata (1.288,9 MW), seguiti dagli impianti idroelettrici ad acqua fluente (225,3 MW).

**FIGURA 5** - D.M. 6 luglio 2012 - Ripartizione per fonte del numero degli impianti in esercizio al 31 dicembre 2018 [numero]



**FIGURA 6** - D.M. 6 luglio 2012 - Ripartizione per fonte della potenza degli impianti in esercizio al 31 dicembre 2018 [MW]



#### NOTE

<sup>5</sup> 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 9** - Evoluzione storica, in numero e potenza, degli impianti in esercizio al 31 dicembre 2018, suddivisi per tipologia di impianto

TIPOLOGIA DI IMPIANTO	2013		2014		2015		2016		2017		2018	
	N. di impianti	Potenza [MW]	N. di impianti	Potenza [MW]	N. di impianti	Potenza [MW]	N. di impianti	Potenza [MW]	N. di impianti	Potenza [MW]	N. di impianti	Potenza [MW]
Idraulica a bacino/serbatoio	2	0,9	6	1,2	8	1,5	14	11,3	17	11,4	18	11,8
Idraulica acqua fluente	143	24,8	250	49,6	445	132,8	586	212,0	617	226,6	622	225,3
Idraulica su acquedotto	22	1,2	35	2,2	66	3,9	88	6,0	88	7,0	88	7,0
Eolica on shore	188	144,9	538	293,9	1.194	632,0	1.658	974,1	1.661	1.205,5	1.655	1.288,9
Geotermica	0	0,0	1	19,8	3	76,5	3	76,5	3	76,5	3	76,5
Biomasse	29	21,3	73	45,9	139	58,2	176	118,5	174	118,6	171	118,0
Bioliquidi sostenibili	1	1,0	1	1,0	1	1,0	2	1,9	1	1,0	1	1,0
Biogas	60	14,3	106	25,2	192	43,5	257	62,2	265	65,8	266	65,9
Gas di discarica	0	0,0	1	0,3	2	1,3	1	0,3	1	0,3	1	0,3
<b>Totale</b>	<b>445</b>	<b>208,4</b>	<b>1.011</b>	<b>439,2</b>	<b>2.050</b>	<b>950,6</b>	<b>2.785</b>	<b>1.462,8</b>	<b>2.827</b>	<b>1.712,5</b>	<b>2.825</b>	<b>1.794,7</b>

**TABELLA 10** - Evoluzione storica, in numero e potenza, degli impianti in esercizio al 31 dicembre 2018, suddivisi per tipologia di intervento

CATEGORIA	2013		2014		2015		2016		2017		2018	
	N. di impianti	Potenza [MW]	N. di impianti	Potenza [MW]	N. di impianti	Potenza [MW]	N. di impianti	Potenza [MW]	N. di impianti	Potenza [MW]	N. di impianti	Potenza [MW]
Nuova costruzione	409	199,8	951	405,8	1.956	865,3	2.649	1.300,1	2.688	1.544,2	2.681	1.626,4
Riattivazione	13	1,4	21	2	22	2,1	37	4,9	38	5,0	43	5,6
Integrale ricostruzione	8	0,3	16	0,9	22	2,2	22	2,3	24	3,0	24	2,7
Rifacimento totale o parziale	15	6,9	23	30,4	47	63,4	74	137,3	74	142,7	74	142,3
Potenziamento	0	0	0	0	3	17,6	3	18,1	3	17,6	3	17,6
<b>Totale</b>	<b>445</b>	<b>208,4</b>	<b>1.011</b>	<b>439,2</b>	<b>2.050</b>	<b>950,6</b>	<b>2.785</b>	<b>1.462,8</b>	<b>2.827</b>	<b>1.712,5</b>	<b>2.825</b>	<b>1.794,7</b>

## NOTE

6 Tra le quali 12 impianti eolici, per una potenza totale di quasi 1,9 MW, riannessi in applicazione di quanto disposto dall'art. 57-quarter "Salvaguardia della produzione di energia da impianti fotovoltaici ed eolici" dell'Decreto Legge 24 aprile 2017, n. 50, coordinato con la Legge di conversione 21 giugno 2017, n. 96.

Anche per il D.M. 6 luglio 2012, nel corso del 2018 la numerosità degli impianti in esercizio e ammessi agli incentivi è rimasta stabile nel corso del 2018 per effetto della compensazione tra il numero delle iniziative entranti<sup>6</sup> 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 82 MW aggiuntivi) in ragione del minor numero delle iniziative coinvolte.

### 2.2.4 Impianti a progetto al 31 dicembre 2018

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 2018, mantengono a tale data la possibilità di accedere all'incentivazione.

**TABELLA 11** - D.M. 6 luglio 2012 - Impianti aggiudicatari delle procedure d'asta o ammessi in posizione utile nei registri non in esercizio al 31 dicembre 2018. Suddivisione per tipologia di impianto

TIPOLOGIA DI IMPIANTO	Numero	Potenza [MW]
Idraulica acqua fluente	1	0,5
Eolica on shore	2	52,0
Biomasse	-	-
Biogas	-	-
Oceanica	-	-
<b>Totale complessivo</b>	<b>3</b>	<b>52,5</b>

## 2.2.5 Risultati economici D.M. 6 LUGLIO 2012

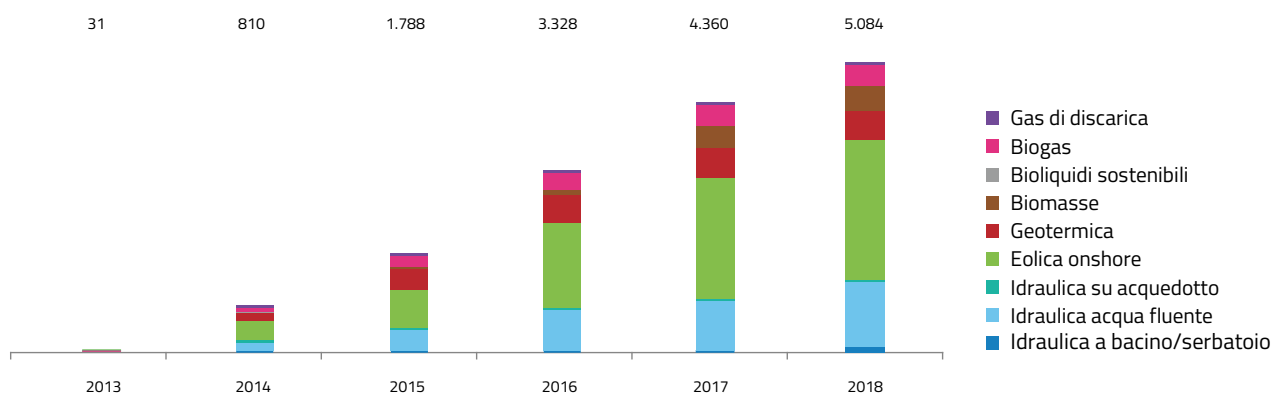
Nel corso del 2018, l'energia incentivata ai sensi del D.M. 6 luglio 2012 è risultata pari a circa 5.084 GWh, cui è associato un corrispettivo economico di circa 446 mln€. In termini di energia, l'eolico è di gran lunga la fonte più rappresentativa, con 2.476 GWh, seguita dall'idroelettrico ad acqua fluente (1.148 GWh) e dal geotermico (528 GWh). In termini di corrispettivi, all'eolico sono associati 158 mln€, seguiti da 131 mln€ dell'idroelettrico ad acqua fluente e da 89 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 2018 rispetto all'anno precedente.

**TABELLA 12** - Evoluzione dell'energia incentivata ai sensi del D.M. 6 luglio 2012 [GWh]

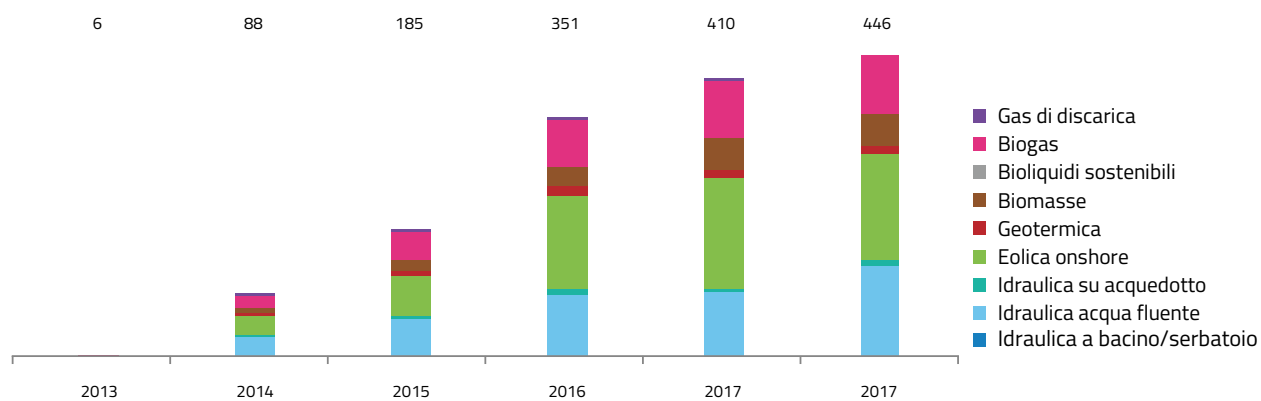
Tipologia	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Idraulica a bacino/serbatoio	0	1	15	40	44	59
Idraulica acqua fluente	20	160	402	719	815	1.148
Idraulica su acquedotto	1	7	16	27	26	31
Eolica on shore	6	367	699	1.519	2.210	2.476
Geotermica	0	153	371	519	514	528
Biomasse	1	34	73	173	345	431
Bioliquidi sostenibili	0	2	1	0	0	0
Biogas	2	86	208	331	404	410
Gas di discarica	0	1	2	2	1	1
<b>Totale complessivo</b>	<b>31</b>	<b>810</b>	<b>1.788</b>	<b>3.328</b>	<b>4.360</b>	<b>5.084</b>

**FIGURA 7** - Evoluzione dell'energia incentivata ai sensi del D.M. 6 luglio 2012 [GWh]



**TABELLA 13** - Evoluzione dei corrispettivi erogati ai sensi del D.M. 6 luglio 2012 [mln€]

Tipologia	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Idraulica a bacino/serbatoio	0	0	0	1	1	2
Idraulica acqua fluente	4	28	51	89	91	131
Idraulica su acquedotto	0	2	4	6	6	7
Eolica on shore	1	30	61	138	165	158
Geotermica	0	2	8	17	12	11
Biomasse	0	7	14	26	47	48
Bioliquidi sostenibili	0	0	0	0	0	0
Biogas	0	20	46	74	88	89
Gas di discarica	0	0	0	0	0	0
<b>Totale complessivo</b>	<b>6</b>	<b>88</b>	<b>185</b>	<b>351</b>	<b>410</b>	<b>446</b>

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


## 2.3 CERTIFICATI VERDI, TARIFFE EX-CV E TARIFFE ONNICOMPRESIVE

### 2.3.1 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, Modena, Ferrara, Mantova, 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 2018

Complessivamente gli impianti qualificati IAFR e in esercizio al 31 dicembre 2018 risultano 4.246 (in diminuzione quindi rispetto al numero cumulato a fine 2017 per effetto del termine del periodo di incentivazione di alcuni impianti), per una potenza totale di 15,02 GW.

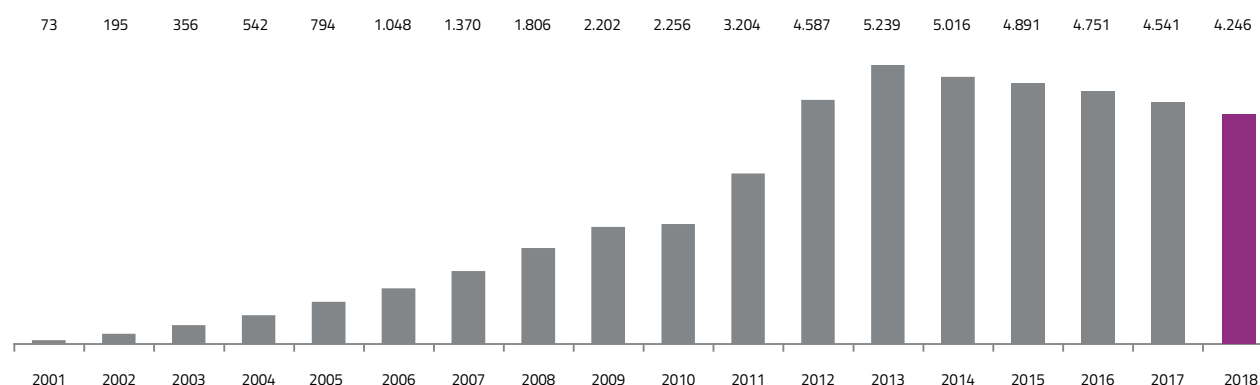
In termini di numerosità, il primato spetta all'idroelettrico con 1.354 impianti, seguito dal termoelettrico a biogas con 1.305 e dall'eolico con 893 installazioni. Quanto a potenza installata, primeggiano gli impianti eolici seguiti dagli idroelettrici, rispettivamente pari a 6.917 MW e 4.942 MW. Nel settore delle bioenergie si rilevano 1.305 impianti a biogas, seguiti da 459 a bioliquidi e 186 a biomasse solide. Rispetto alla potenza si registrano in esercizio 1.084 MW a biogas, 1.050 MW a bioliquidi e 1.442 MW a biomasse solide.

Circa l'81% 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.

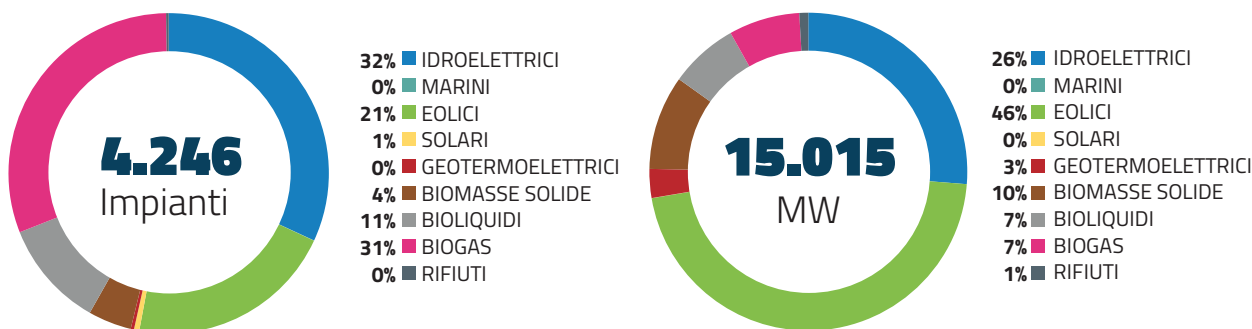
**FIGURA 9** - Numero cumulato di impianti qualificati IAFR in esercizio al 31 dicembre 2018



**TABELLA 14** - Numero e potenza degli impianti qualificati e in esercizio al 31 dicembre 2018. Suddivisione per fonte

TIPOLOGIA DI IMPIANTO	NUMERO	POTENZA [MW]
Idroelettrici	1.354	3.942,4
Marini	1	0,0
Eolici	893	6.917,1
Solari	23	2,5
Geotermoelettrici	14	441,0
Biomasse solide	186	1.441,5
Bioliquidi	459	1.049,8
Biogas	1.305	1.084,3
Rifiuti	11	136,5
<b>Totale</b>	<b>4.246</b>	<b>15.015,1</b>

**FIGURA 10** - Ripartizione percentuale per fonte di numero (a sinistra) e potenza (a destra) degli impianti qualificati e in esercizio al 31 dicembre 2018



**TABELLA 15** - Numero e potenza degli impianti qualificati e in esercizio al 31 dicembre 2018. Suddivisione per tipologia di intervento

TIPOLOGIA DI INTERVENTO	NUMERO	POTENZA [MW]
A - Potenziamento	53	546,9
B - Rifacimento	135	758,0
BP - Rifacimento Parziale	494	3.077,7
C - Riattivazione	134	170,9
D - Nuova Costruzione	3.425	9.786,2
E - Co-combustione in impianti esistenti prima del 1999	5	675,5
<b>Totale</b>	<b>4.246</b>	<b>15.015,1</b>

### 2.3.2 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 a libero mercato.

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:

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

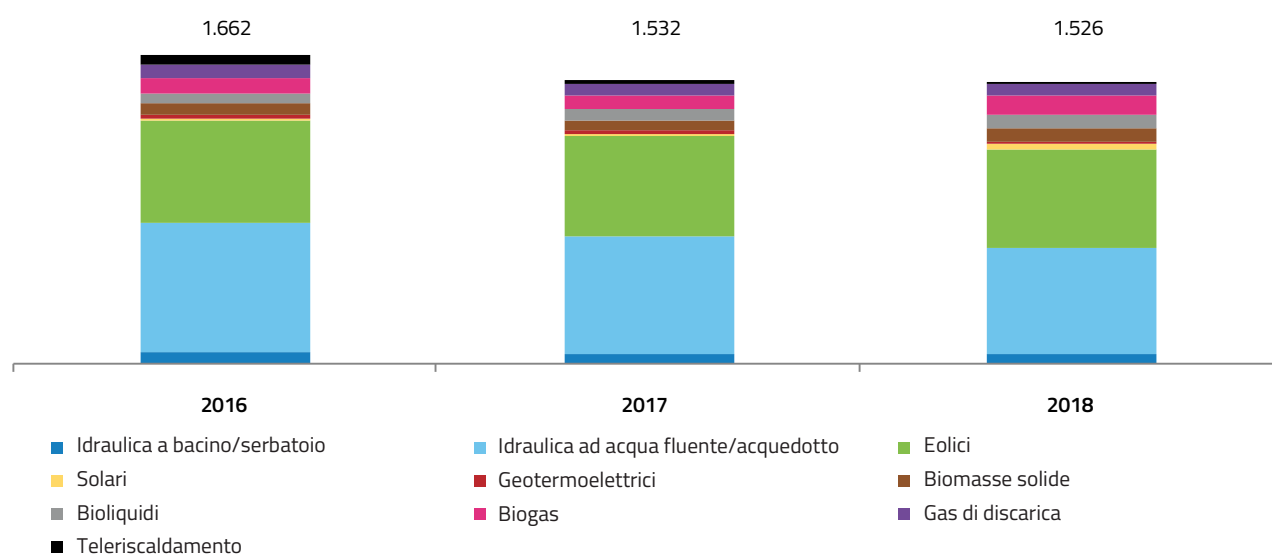
dove  $D$  rappresenta la somma tra il prezzo medio di mercato dei CV per impianti di cogenerazione abbinati a teleriscaldamento registrato nel 2010 e il prezzo di cessione dell'energia elettrica del 2010. Per il passaggio al nuovo meccanismo incentivante, i titolari degli impianti che ne hanno maturato 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 2018, 1.526 impianti risultano aver beneficiato dell'incentivo ex-CV, per una potenza complessiva di 15.400 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.

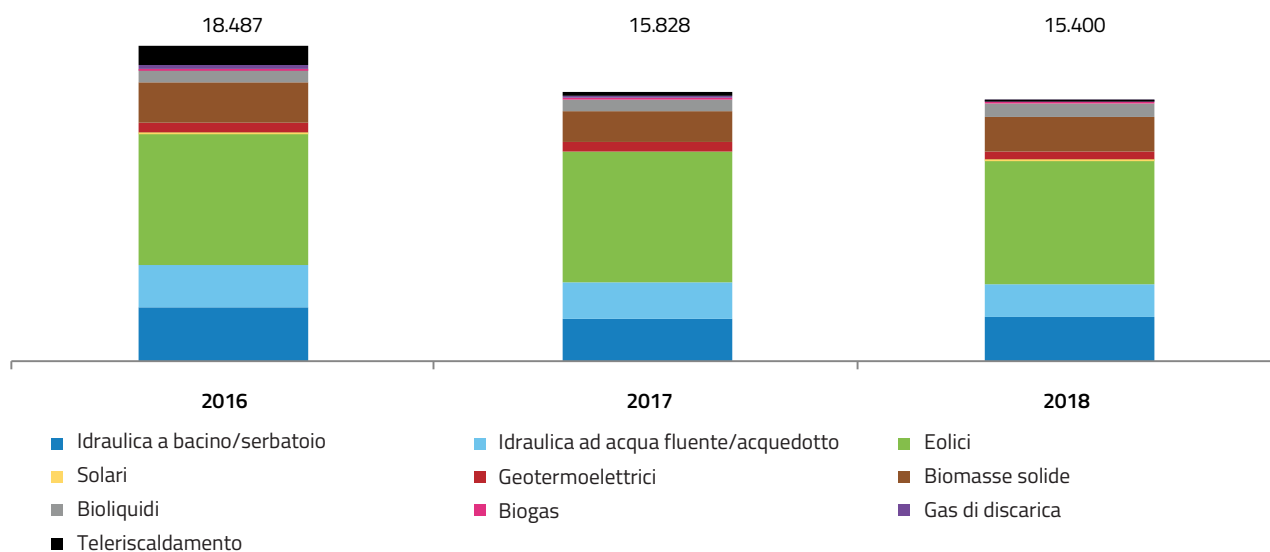
**FIGURA 11** - Evoluzione del numero degli impianti che beneficiano dell'incentivazione ex-CV. Suddivisione per tipologia di impianto



**TABELLA 16** - Evoluzione del numero degli impianti che beneficiano dell'incentivazione ex-CV. Suddivisione per tipologia di impianto

	2016	2017	2018
Idroelettrici a bacino/serbatoio	66	59	53
Idroelettrici ad acqua fluente/acquedotto	694	631	577
Eolici	551	539	531
Solari	16	13	27
Geotermoelettrici	17	17	15
Biomasse solide	63	58	66
Bioliquidi	57	56	80
Biogas	81	80	96
Gas di discarica	68	59	69
Teleriscaldamento	49	20	12
<b>Totale complessivo</b>	<b>1.662</b>	<b>1.532</b>	<b>1.526</b>

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



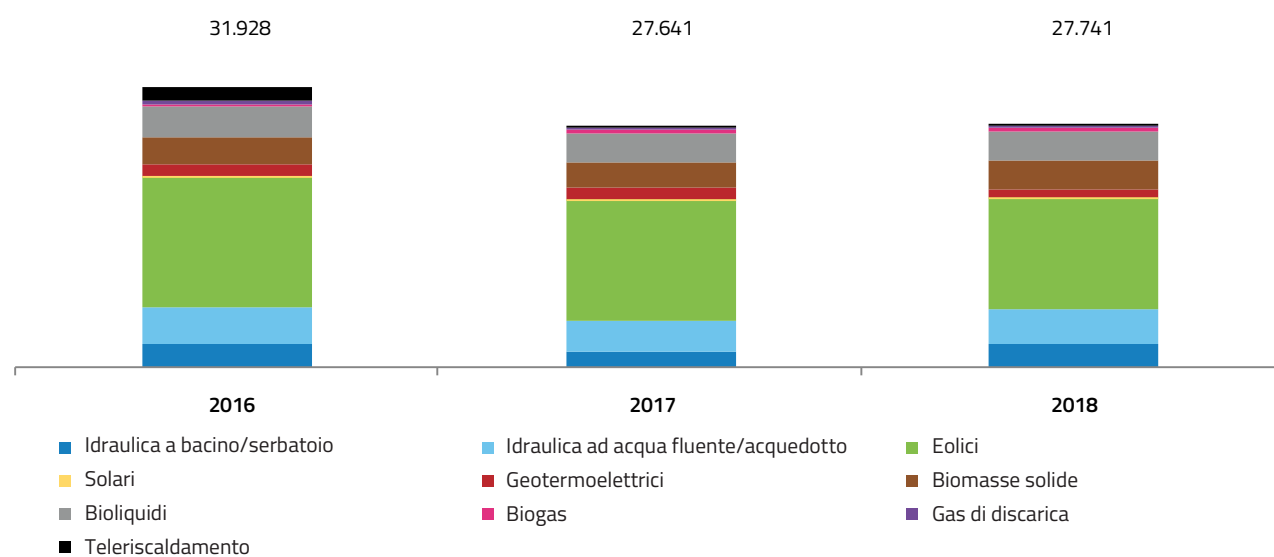
**TABELLA 17** - Evoluzione della potenza degli impianti che beneficiano dell'incentivazione ex-CV [MW]. Suddivisione per tipologia di impianto

	2016	2017	2018
Idroelettrici a bacino/serbatoio	3130	2.454	2.538
Idroelettrici ad acqua fluente/acquedotto	2509	2.188	1.983
Eolici	7816	7.695	7.320
Solari	1	-	3
Geotermoelettrici	536	536	441
Biomasse solide	2422	1.786	2.087
Bioliquidi	729	738	758
Biogas	79	77	93
Gas di discarica	141	126	126
Teleriscaldamento	1124	228	51
<b>Totale complessivo</b>	<b>18.487</b>	<b>15.828</b>	<b>15.400</b>

### Energia incentivata e corrispettivi erogati

Nel 2018 l'energia incentivata è stata pari a 27.741 GWh, stabile rispetto al 2017, ma con un incremento della produzione idroelettrica e, viceversa, una diminuzione di quella eolica. Si osserva una netta prevalenza degli impianti eolici. Il corrispettivo economico erogato dal GSE è pari a 3.006 mln€, di cui il maggior contributo riguarda l'eolico, con 1.240 mln€.

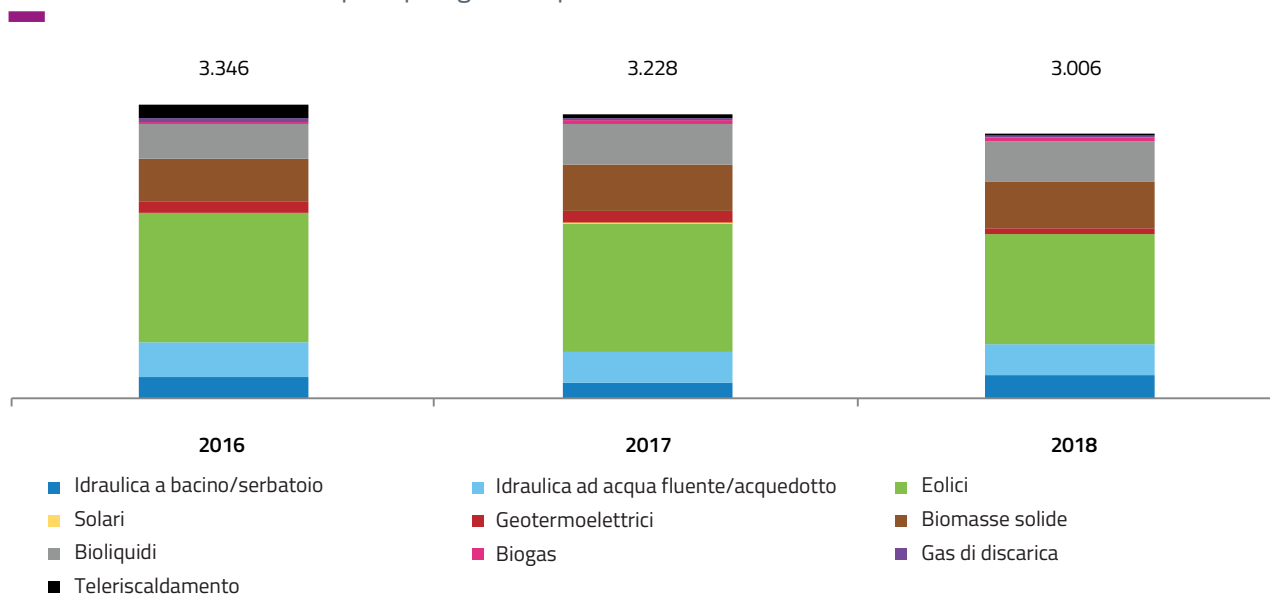
**FIGURA 13** - Evoluzione dell'energia incentivata degli impianti che beneficiano dell'incentivazione ex-CV [GWh]. Suddivisione per tipologia di impianto



**TABELLA 18** - Evoluzione dell'energia incentivata degli impianti che beneficiano dell'incentivazione ex-CV [GWh]. Suddivisione per tipologia di impianto

	2016	2017	2018
Idroelettrici a bacino/serbatoio	2.619	1.857	2.819
Idroelettrici ad acqua fluente/acquedotto	4.189	3.484	3.880
Eolici	14.929	13.813	12.682
Solari	1	1	2
Geotermoelettrici	1.408	1.300	1.006
Biomasse solide	3.176	2.991	3.215
Bioliquidi	3.357	3.210	3.354
Biogas	324	333	314
Gas di discarica	449	380	340
Teleriscaldamento	1.476	272	129
<b>Totale complessivo</b>	<b>31.928</b>	<b>27.641</b>	<b>27.741</b>



**FIGURA 14** - Evoluzione dei corrispettivi erogati relativi agli impianti che beneficiano dell'incentivazione ex-CV [mln€]. Suddivisione per tipologia di impianto**TABELLA 19** - Evoluzione dei corrispettivi erogati relativi agli impianti che beneficiano dell'incentivazione ex-CV [mln€]. Suddivisione per tipologia di impianto

	2016	2017	2018
Idroelettrici a bacino/serbatoio	254	191	271
Idroelettrici ad acqua fluente/acquedotto	391	347	354
Eolici	1.478	1.466	1.240
Solari	0	0	0
Geotermoelettrici	128	126	86
Biomasse solide	470	526	513
Bioliquidi	396	462	464
Biogas	41	43	37
Gas di scarica	41	37	31
Teleriscaldamento	147	30	10
<b>Totale complessivo</b>	<b>3.346</b>	<b>3.228</b>	<b>3.006</b>

### 2.3.3 I Certificati Verdi

Nonostante il meccanismo dei CV sia stato sostituito, a partire dal 2016, da una nuova tariffa incentivante, nel 2018 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.

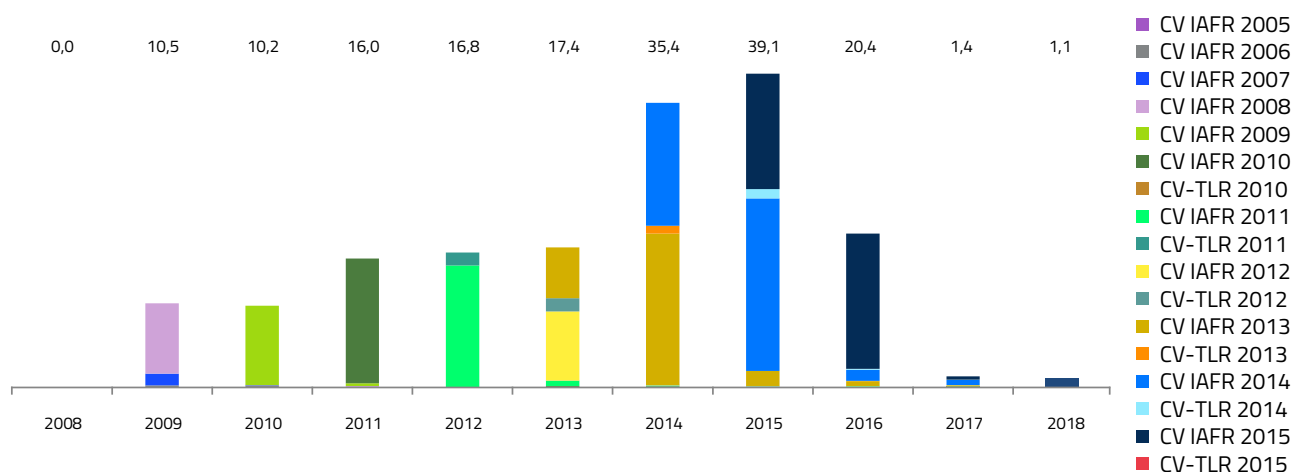
Il D.Lgs. 28/2011 ha abrogato il comma 149 della L. 244/2007, prevedendo che il GSE ritiri annualmente i CV rilasciati per le produzioni da fonti rinnovabili degli anni dal 2011 al 2015, eventualmente eccedenti quelli necessari per il rispetto della quota d'obbligo, a un prezzo fissato pari al 78% del prezzo di offerta dei propri CV, calcolato secondo il comma 148 della stessa Legge<sup>7</sup>.

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 a 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 2018 il GSE ha ritirato circa 1,08 milioni di CV sostenendo un costo di ritiro pari a 106 mln€.

#### NOTE

<sup>7</sup> 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** - CV ritirati dal GSE [mln di CV] (l'anno indicato in ascissa è quello relativo al ritiro dei certificati)

**FIGURA 16** - CV 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
CV IAFR 2005	11.059										
CV IAFR 2006		242.892	260.850								
CV IAFR 2007		1.475.346	3.659							6.518	
CV IAFR 2008		8.757.916	28.643	175.328		17.159	14.288	402		16.743	575
CV IAFR 2009			9.865.985	325.155		52.886	40.272	1.543	6.692	21.820	1.519
CV IAFR 2010				15.530.501		109.490	91.358	38.925	69.517	50.735	2.140
CV-TLR 2010										119	
CV IAFR 2011					15.189.397	612.143	68.143	48.335	52.756	51.992	3.385
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
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
CV-TLR 2013							972.625	0	43.086		
CV IAFR 2014							15.332.289	21.474.322	1.404.424	661.288	120.283
CV-TLR 2014								1.159.985	94.974	34.313	
CV IAFR 2015								14.365.120	16.841.972	397.925	809.488
CV-TLR 2015									1.275.809	74.845	82.500
<b>TOTALE</b>	<b>11.059</b>	<b>10.476.154</b>	<b>10.159.137</b>	<b>16.030.984</b>	<b>16.793.958</b>	<b>17.430.248</b>	<b>35.445.779</b>	<b>39.058.560</b>	<b>20.418.405</b>	<b>1.436.648</b>	<b>1.085.446</b>

### 2.3.4 Le Tariffe Onnicomprensive

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 «onnicomprensive» 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 23 allegata alla Legge finanziaria 2008, con le modifiche e specificazioni di cui alla L. 99/2009, L. 96/2010 e al D.Lgs. 28/2011.

**TABELLA 20** - 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.

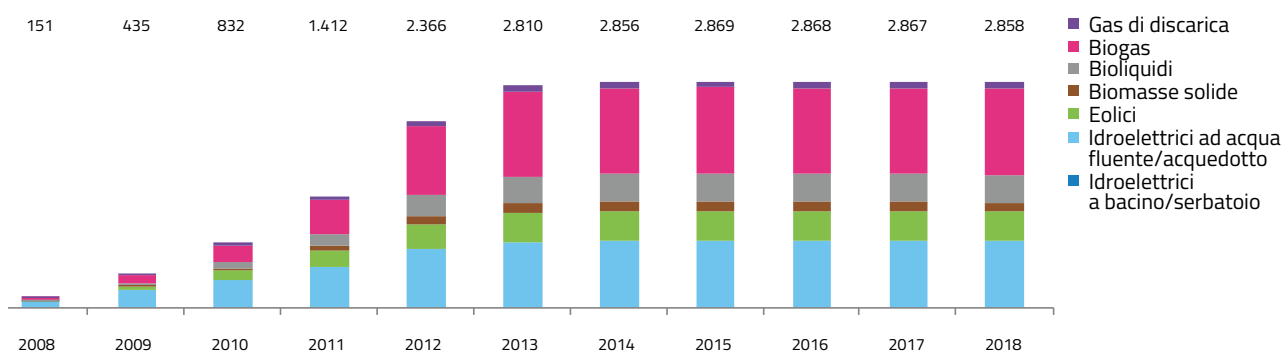
La tariffa viene riconosciuta per un periodo di 15 anni, durante il quale resta fissa, in funzione della quota di energia netta immessa in rete, applicandosi a una quota parte o a tutta l'energia netta immessa in rete a seconda della tipologia di intervento impiantistico realizzato (nuova costruzione,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

#### Numero e potenza degli impianti incentivati

Nel 2018, 2.858 impianti risultano aver beneficiato delle TO, per una potenza complessiva di 1.652 MW. Si osserva come gli impianti a biogas siano i più rappresentativi sia in termini di numerosità (1.083) sia di potenza (807 MW).

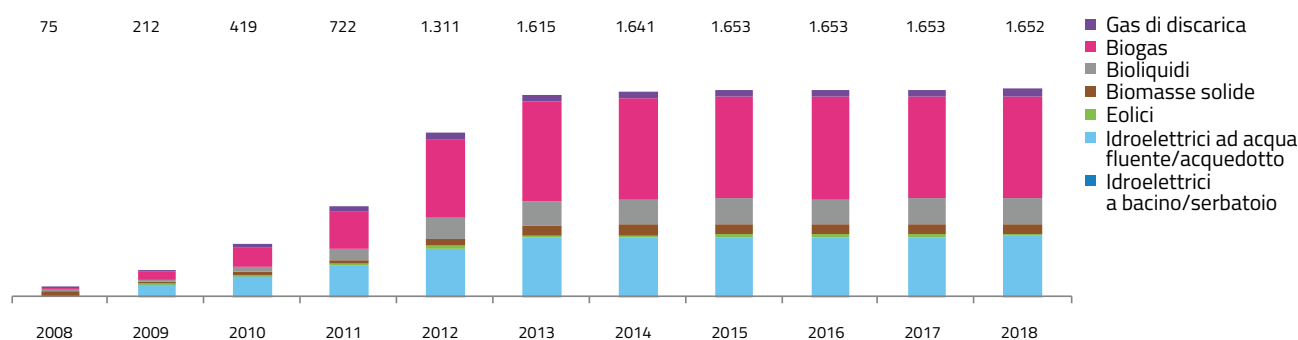
Si riporta di seguito l'evoluzione temporale del numero e della potenza degli impianti in regime di TO.

**FIGURA 17** - Evoluzione del numero degli impianti in regime di TO



**TABELLA 21** - Evoluzione del numero degli impianti in regime di TO, per tipologia di impianto

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Idroelettrici a bacino/serbatoio	0	4	5	6	11	12	12	12	12	12	12
Idroelettrici ad acqua fluente/acquedotto	93	224	352	508	726	824	834	835	835	834	834
Eolici	3	40	107	206	318	365	365	369	368	368	366
Biomasse solide	5	13	33	55	105	129	131	129	128	129	135
Bioliquidi	8	35	77	160	275	319	346	352	352	351	347
Biogas	31	96	217	428	863	1.082	1.087	1.091	1.092	1.092	1.083
Gas di scarica	11	23	41	49	68	79	81	81	81	81	81
<b>Totale complessivo</b>	<b>151</b>	<b>435</b>	<b>832</b>	<b>1.412</b>	<b>2.366</b>	<b>2.810</b>	<b>2.856</b>	<b>2.869</b>	<b>2.868</b>	<b>2.867</b>	<b>2.858</b>

**FIGURA 18** - Evoluzione della potenza degli impianti in regime di TO [MW]

**TABELLA 22** - Evoluzione della potenza degli impianti in TO, per tipologia di impianto [MW]

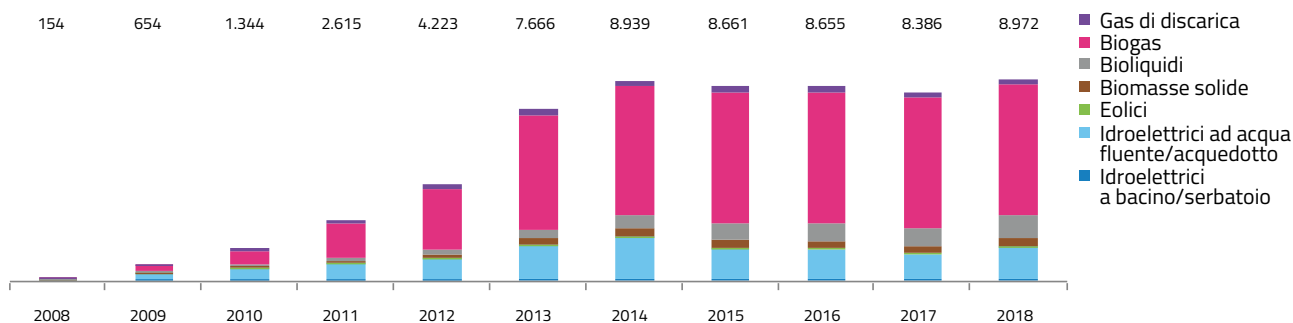
Tipologia	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Idroelettrici a bacino/serbatoio	-	2	4	4	7	7	7	7	7	7	7
Idroelettrici ad acqua fluente/acquedotto	42	106	165	249	378	459	463	466	466	466	466
Eolici	0	2	4	9	18	21	21	22	22	22	22
Biomasse solide	3	8	19	30	59	80	80	79	78	79	85
Bioliquidi	5	21	43	88	164	188	205	209	208	208	205
Biogas	18	58	156	304	634	801	805	810	811	811	807
Gas di scarica	7	15	28	36	51	59	60	60	60	60	60
<b>Totale complessivo</b>	<b>75</b>	<b>212</b>	<b>419</b>	<b>722</b>	<b>1.311</b>	<b>1.615</b>	<b>1.641</b>	<b>1.653</b>	<b>1.653</b>	<b>1.653</b>	<b>1.652</b>

### 2.3.4 Energia ritirata e corrispettivi erogati

Nel 2018 è stato ritirato un quantitativo di energia convenzionata in regime di TO pari a 8.966 GWh, per un corrispettivo economico erogato dal GSE pari a 2.363 mln€.

Gli impianti a biogas sono di gran lunga i più rilevanti sia in termini di energia ritirata (5.910 GWh) sia di corrispettivi erogati (1.640 mln€).

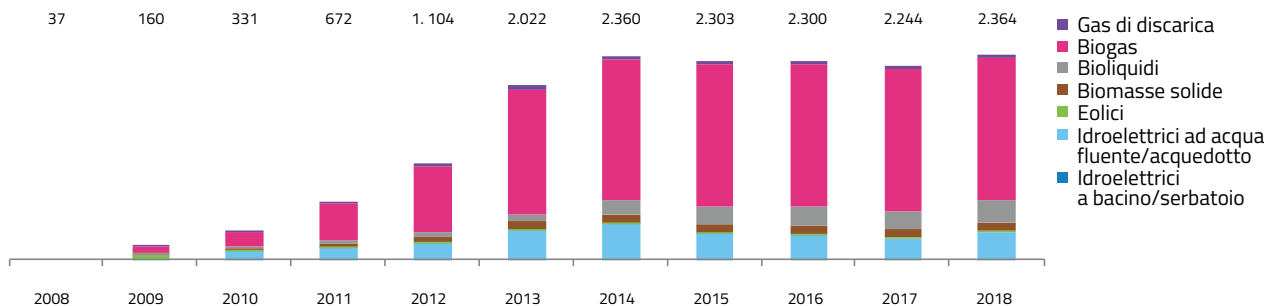
**FIGURA 19** - Evoluzione dell'energia ritirata in regime di TO [GWh]



**TABELLA 23** - Evoluzione dell'energia ritirata in regime di TO, per tipologia di impianto [GWh]

Tipologia	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Idroelettrici a bacino/serbatoio	-	5	6	8	11	22	26	21	21	18	22
Idroelettrici ad acqua fluente/acquedotto	73	274	516	702	928	1.567	1.900	1.423	1.367	1.144	1.465
Eolici	0	0	2	5	13	20	22	20	22	22	25
Biomasse solide	1	20	41	89	157	300	336	339	323	318	358
Bioliquidi	6	45	96	126	199	300	588	735	799	792	1.001
Biogas	62	260	565	1.514	2.712	5.181	5.776	5.857	5.878	5.877	5.902
Gas di discarica	12	49	120	172	204	276	291	267	246	215	200
<b>Totale complessivo</b>	<b>154</b>	<b>654</b>	<b>1.344</b>	<b>2.615</b>	<b>4.223</b>	<b>7.666</b>	<b>8.939</b>	<b>8.661</b>	<b>8.655</b>	<b>8.386</b>	<b>8.972</b>

**FIGURA 20** - Evoluzione dei corrispettivi erogati relativi agli impianti in regime di TO [mln€]



**TABELLA 24** - Evoluzione dei corrispettivi erogati per la TO, per tipologie di impianto [mln€]

Tipologia	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Idroelettrici a bacino/serbatoio	-	1	1	2	2	5	6	5	5	4	5
Idroelettrici ad acqua fluente/acquedotto	16	60	114	154	204	345	417	308	295	247	316
Eolici	0	0	1	1	4	6	6	6	6	6	7
Biomasse solide	0	5	11	25	44	84	94	95	90	89	100
Bioliquidi	1	10	24	34	54	84	170	206	218	218	252
Biogas	17	74	158	424	759	1.449	1.615	1.636	1.641	1.641	1.648
Gas di discarica	2	9	22	31	37	50	52	48	44	39	36
<b>Totale complessivo</b>	<b>37</b>	<b>160</b>	<b>331</b>	<b>672</b>	<b>1.104</b>	<b>2.022</b>	<b>2.360</b>	<b>2.303</b>	<b>2.300</b>	<b>2.244</b>	<b>2.364</b>



### 2.3.5 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 interesse tra il 2% e il 3.2%, specifico per tecnologia; alternativamente, 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.

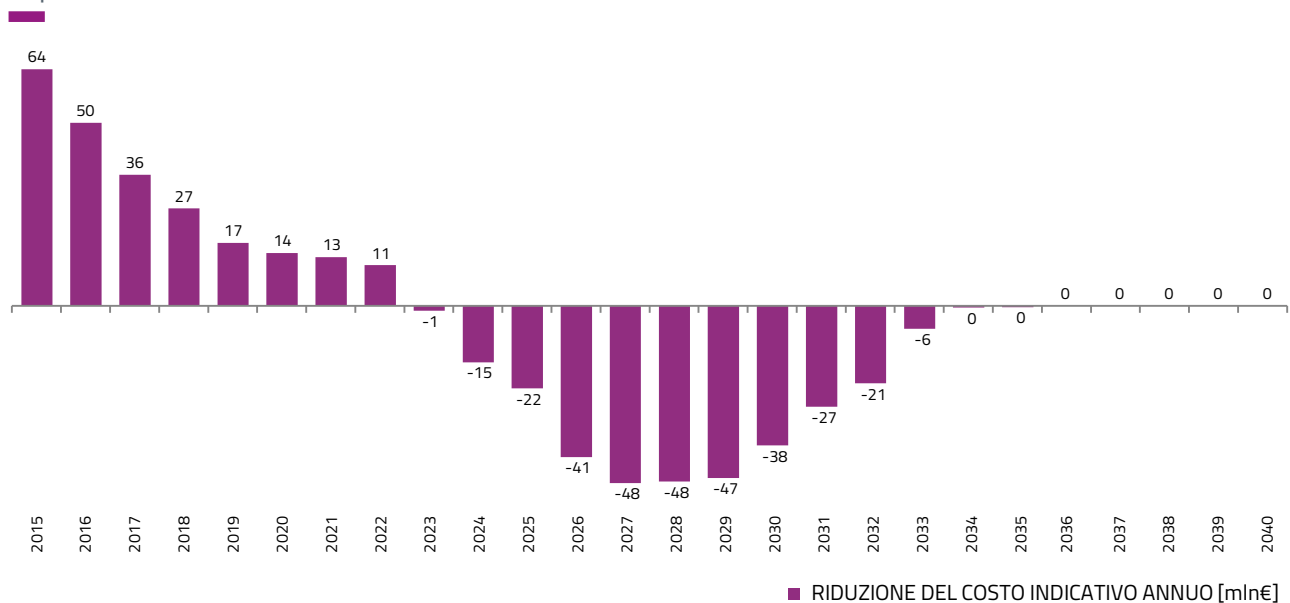
**TABELLA 25** - Adesione degli impianti non fotovoltaici alla rimodulazione volontaria

FORNTE	Numero	Potenza [MW]	Periodo residuo medio [anni]	Riduzione 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%
<b>Totale</b>	<b>235</b>	<b>934,7</b>	<b>5,4</b>	<b>59%</b>

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 2018, a circa 27 mln€, di cui circa 26 mln€ ascrivibili all'idroelettrico.

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€]

## 2.4 INTERVENTI SUGLI IMPIANTI NON FOTOVOLTAICI INCENTIVATI

### 2.4.1 Quadro di riferimento

Allo scopo di fornire agli operatori indicazioni in merito alla gestione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili diversi dai fotovoltaici che beneficiano di incentivi nazionali per la produzione di energia elettrica (IAFR e FER), 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 il documento "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 della Strategia Energetica Nazionale e aggiornati dal Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il 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 in essere, 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 in essere, è altresì facoltà dell'operatore presentare un'istanza a preventivo.

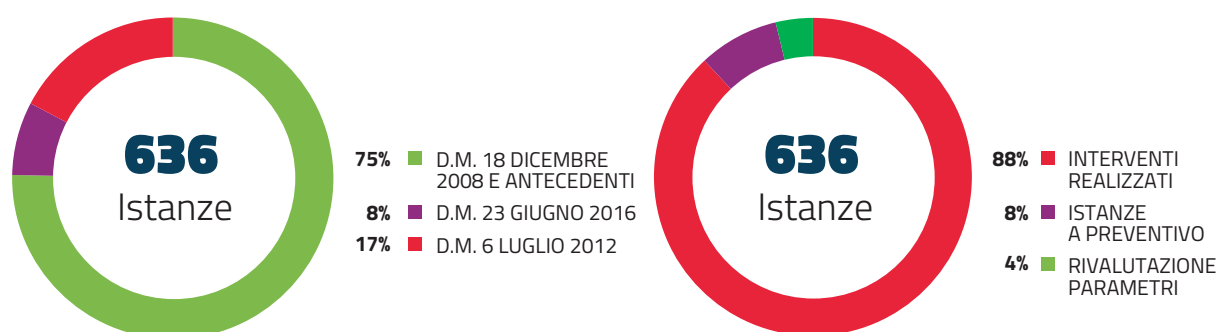
A valle della presentazione di un'istanza, il GSE comunica l'avvio del procedimento amministrativo, ai sensi degli artt. 7 e 8 della Legge n.241 del 7 agosto 1990, a conclusione del quale, in conformità a quanto stabilito dal paragrafo 13.1 dell'Allegato 1 al D.M. 24 dicembre 2014 (c.d. "D.M. Tariffe"),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

## 2.4.2 Istanze pervenute

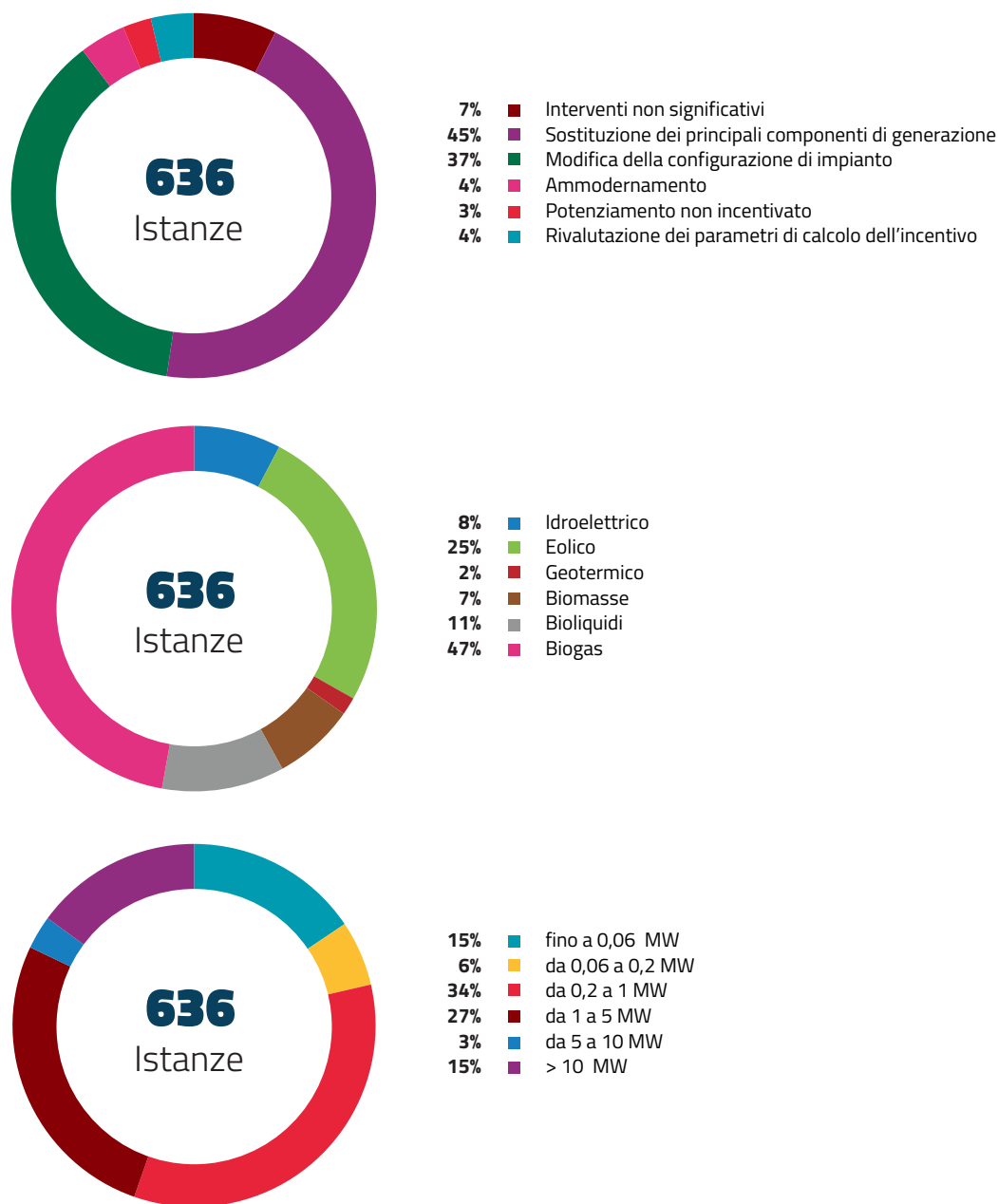
Al 31 dicembre 2018 risultano pervenute al GSE 2.106 istanze di "Gestione Esercizio", di cui 636 istanze nel solo 2018.

A seguire si riportano alcuni grafici riepilogativi delle richieste pervenute nel corso di tale anno.

**FIGURA 22** - Istanze pervenute nel 2018: ripartizione percentuale per D.M. di riferimento e per tipologia di istanza



**FIGURA 23** - Istanze pervenute nel 2018: ripartizione percentuale per categoria di intervento, per fonte rinnovabile e per classe di potenza



## 2.5 IL CIP6/92

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).

### 2.5.1 Risultati nel periodo 2009-2018

Nel decennio compreso tra il 2009 e il 2018 il GSE ha ritirato un volume complessivo di energia pari a circa 181 TWh (146 TWh da fonti assimilate e 35 TWh da fonti rinnovabili) per un controvalore cumulato di circa 21 mld€ (14,7 mld€ per le assimilate e 6,3 mld€ per le rinnovabili), con una remunerazione media pari a circa 116,6 €/MWh (101 €/MWh per le assimilate e 182,6 €/MWh per le rinnovabili). Nel corso di questo periodo si riscontra una graduale diminuzione del volume dell'energia ritirata dal GSE (dai circa 36 TWh del 2009 ai 5,2 TWh del 2018), per effetto della progressiva scadenza delle convenzioni di cessione destinata CIP6/92, con conseguente riduzione della potenza contrattualizzata dai circa 6.124 MW del 2009 ai circa 667 MW del 2018.

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 D.M. del 2 dicembre 2009. Nel 2018 l'energia ritirata dal GSE ammonta a 5.201 GWh, 4.361 GWh dall'ultimo impianto rimasto da fonti assimilate e 840 GWh da fonti rinnovabili. Il costo sostenuto è stato pari a 577 mln€, 422 mln€ per le fonti assimilate (remunerazione media di 96,8 €/MWh) e 155 mln€ per le fonti rinnovabili (184,8 €/MWh).

**TABELLA 26** - Numero convenzioni nel periodo 2009 - 2018

	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Impianti alimentati a combustibili di processo o residui o recuperi di energia	10	10	6	6	3	1	1	1	1	1
Impianti alimentati a combustibili fossili o idrocarburi	22	20	10	5	3	1	1	1	0	0
<b>Totale Fonti Assimilate</b>	<b>32</b>	<b>30</b>	<b>16</b>	<b>11</b>	<b>6</b>	<b>2</b>	<b>2</b>	<b>2</b>	<b>1</b>	<b>1</b>
Impianti idroelettrici	19	5	1	1	0	0	0	0	0	0
Impianti geotermici	4	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Impianti eolici	46	38	31	15	15	13	10	2	2	0
Impianti solari	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Biomasse, biogas e rifiuti	164	116	87	71	56	52	32	27	17	8
<b>Totale Fonti Rinnovabili</b>	<b>233</b>	<b>159</b>	<b>119</b>	<b>87</b>	<b>71</b>	<b>65</b>	<b>42</b>	<b>29</b>	<b>19</b>	<b>8</b>
<b>Totale</b>	<b>265</b>	<b>189</b>	<b>135</b>	<b>98</b>	<b>77</b>	<b>67</b>	<b>44</b>	<b>31</b>	<b>20</b>	<b>9</b>

**TABELLA 27** - Potenza contrattuale nel periodo 2009 - 2018 [MW]

	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
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
Impianti alimentati a combustibili fossili o idrocarburi	2.285	2.149	991	603	511	356	356	356	0	0
<b>Totale Fonti Assimilate</b>	<b>4.424</b>	<b>4.288</b>	<b>2.621</b>	<b>2.233</b>	<b>1.706</b>	<b>904</b>	<b>904</b>	<b>904</b>	<b>548</b>	<b>548</b>
Impianti idroelettrici	116	13	0	0	0	0	0	0	0	0
Impianti geotermici	123	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Impianti eolici	622	498	346	161	161	150	121	21	21	0
Impianti solari	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Biomasse, biogas e rifiuti	839	705	652	588	426	403	343	322	261	119
<b>Totale Fonti Rinnovabili</b>	<b>1.700</b>	<b>1.215</b>	<b>998</b>	<b>749</b>	<b>587</b>	<b>553</b>	<b>465</b>	<b>343</b>	<b>282</b>	<b>119</b>
<b>Totale</b>	<b>6.124</b>	<b>5.503</b>	<b>3.620</b>	<b>2.982</b>	<b>2.293</b>	<b>1.457</b>	<b>1.369</b>	<b>1.247</b>	<b>830</b>	<b>667</b>



**TABELLA 28** - Energia elettrica ritirata, ex art. 3 c.12, D.Lgs. 79/99. Suddivisione per normativa di riferimento [GWh]

	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
CIP6/92 e Delibera 81/99	36.217	37.702	26.684	22.441	15.849	11.535	9.105	9.185	6.788	5.201
Delibera 108/97	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Totale</b>	<b>36.217</b>	<b>37.702</b>	<b>26.684</b>	<b>22.441</b>	<b>15.849</b>	<b>11.535</b>	<b>9.105</b>	<b>9.185</b>	<b>6.788</b>	<b>5.201</b>

**TABELLA 29** - Energia elettrica ritirata, ex art.3, c.12 D.Lgs. 79/99. Suddivisione per tipologia di impianto [GWh]

	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
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
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	0
<b>Totale Fonti Assimilate</b>	<b>29.377</b>	<b>31.560</b>	<b>21.807</b>	<b>18.340</b>	<b>12.617</b>	<b>9.028</b>	<b>6.909</b>	<b>7.224</b>	<b>5.131</b>	<b>4.361</b>
	<b>81,1%</b>	<b>83,7%</b>	<b>81,7%</b>	<b>81,7%</b>	<b>79,6%</b>	<b>78,3%</b>	<b>75,9%</b>	<b>78,6%</b>	<b>75,6%</b>	<b>83,8%</b>
Impianti idroelettrici	455	175	7	0	0	0	0	0	0	0
Impianti geotermici	764	283	0	0	0	0	0	0	0	0
Impianti eolici	878	816	465	328	199	203	168	142	46	10
Impianti solari	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Biomasse, biogas e rifiuti	4.744	4.868	4.404	3.772	3.033	2.304	2.029	1.819	1.611	830
<b>Totale Fonti Rinnovabili</b>	<b>6.840</b>	<b>6.142</b>	<b>4.876</b>	<b>4.100</b>	<b>3.232</b>	<b>2.507</b>	<b>2.196</b>	<b>1.961</b>	<b>1.657</b>	<b>840</b>
	<b>18,9%</b>	<b>16,3%</b>	<b>18,3%</b>	<b>18,3%</b>	<b>20,4%</b>	<b>21,7%</b>	<b>24,1%</b>	<b>21,4%</b>	<b>24,4%</b>	<b>16,2%</b>
<b>Totale</b>	<b>36.217</b>	<b>37.702</b>	<b>26.684</b>	<b>22.441</b>	<b>15.849</b>	<b>11.535</b>	<b>9.105</b>	<b>9.185</b>	<b>6.788</b>	<b>5.201</b>

**TABELLA 30** - Costo di incentivazione, ex art.3, c.12, D.Lgs. 79/99. Suddivisione per tipologia di impianto [mln€]

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

**TABELLA 31** - Costo specifico di incentivazione, ex art.3, c.12, D.Lgs. 79/99. Suddivisione per tipologia di impianto [€/MWh]

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

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  $A_{S05}$  (ex-A3) che grava direttamente sui consumatori finali.

## 2.6 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 a 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);
- TO ai sensi del D.M. 18 dicembre 2008;
- CE 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 RID e 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 TO, 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 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.

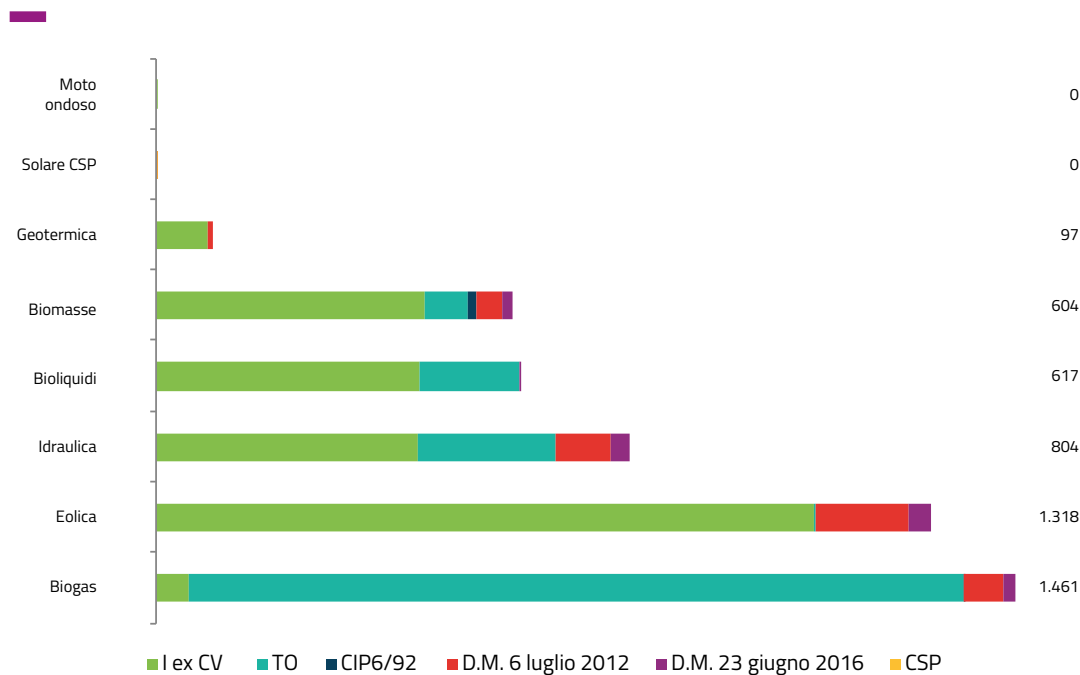
A partire dallo scenario evolutivo del costo indicativo così costruito, il GSE calcola la media, per il triennio successivo, dei valori mensili. Tale media è definita «costo indicativo annuo medio degli incentivi», ed è pubblicata dal GSE sul proprio sito, con aggiornamenti mensili.

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 2018, il contatore FER Elettriche si è attestato sul valore di 4.902 mln€, ripartiti come segue tra i diversi meccanismi di incentivazione: 2.608 mln€ per l'ex CV; 1.801 mln€ per la TO; 15 mln€ per il CIP6/92; 370 mln€ per gli impianti entrati in esercizio ai sensi del D.M. 6 luglio 2012; 109 mln€ per gli impianti entrati in esercizio ai sensi del D.M. 23 giugno 2016; 0,2 mln€ per gli impianti che beneficiano del CSP. Il costo indicativo medio, ottenuto come media dei valori mensili del triennio successivo, è risultato pari a 4.843 mln€, presentando nel medio periodo un trend prevalentemente decrescente, in quanto influenzato principalmente dalle uscite dal perimetro di incentivazione.

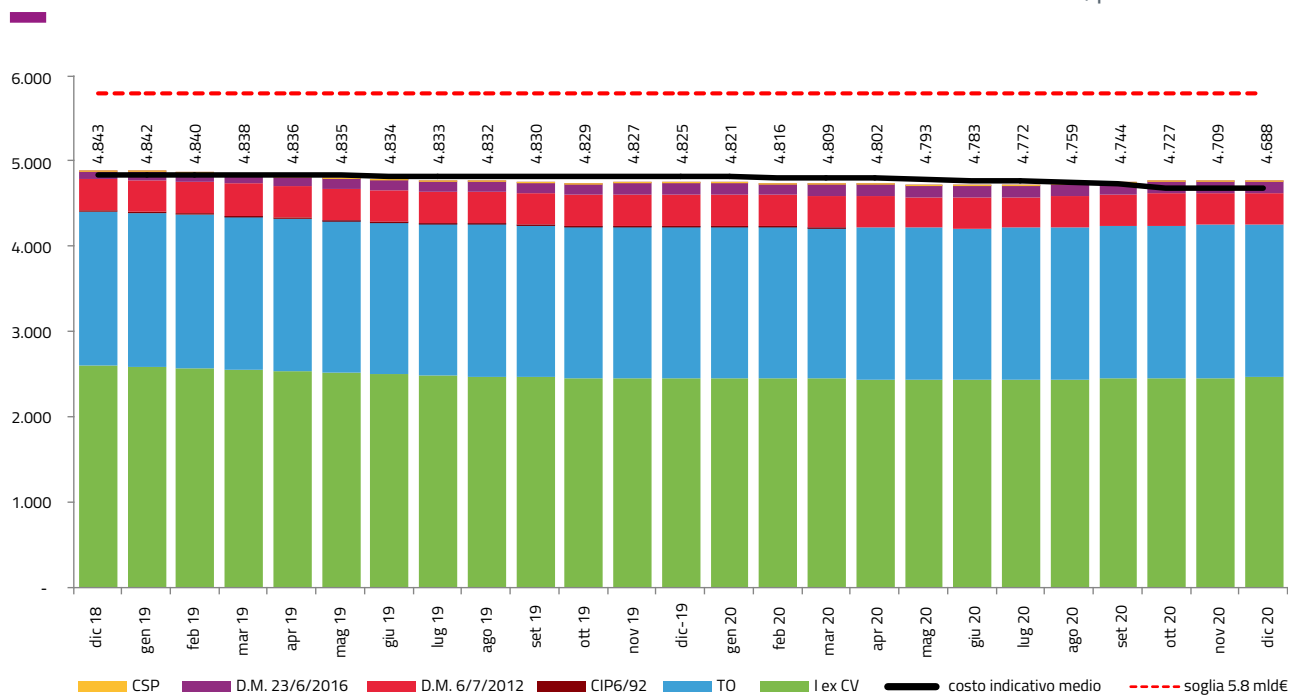
**TABELLA 32** - Costo indicativo annuo delle FER elettriche diverse dal fotovoltaico al 31 dicembre 2018 [mln€]

	EX CV	TO	CIP6/92	D.M. 6/7/2012	D.M. 23/6/2016	CSP	TOTALE
Moto ondoso	0	0		0	0	0	0
Solare CSP	0	0	0	0	0	0	0
Geotermica	88	0		10	0	0	97
Bioliquidi	447	170		0	0	0	617
Biomasse	457	72	15	44	17	0	604
Idraulica	444	236		92	33	0	804
Eolica	1.117	5	0	158	38	0	1.318
Biogas	55	1.318	0	67	20	0	1.461
<b>TOTALE</b>	<b>2.608</b>	<b>1.801</b>	<b>15</b>	<b>370</b>	<b>109</b>	<b>0</b>	<b>4.902</b>

**FIGURA 24** - Costo indicativo annuo delle FER elettriche diverse dal fotovoltaico al 31 dicembre 2018 [mln€]



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

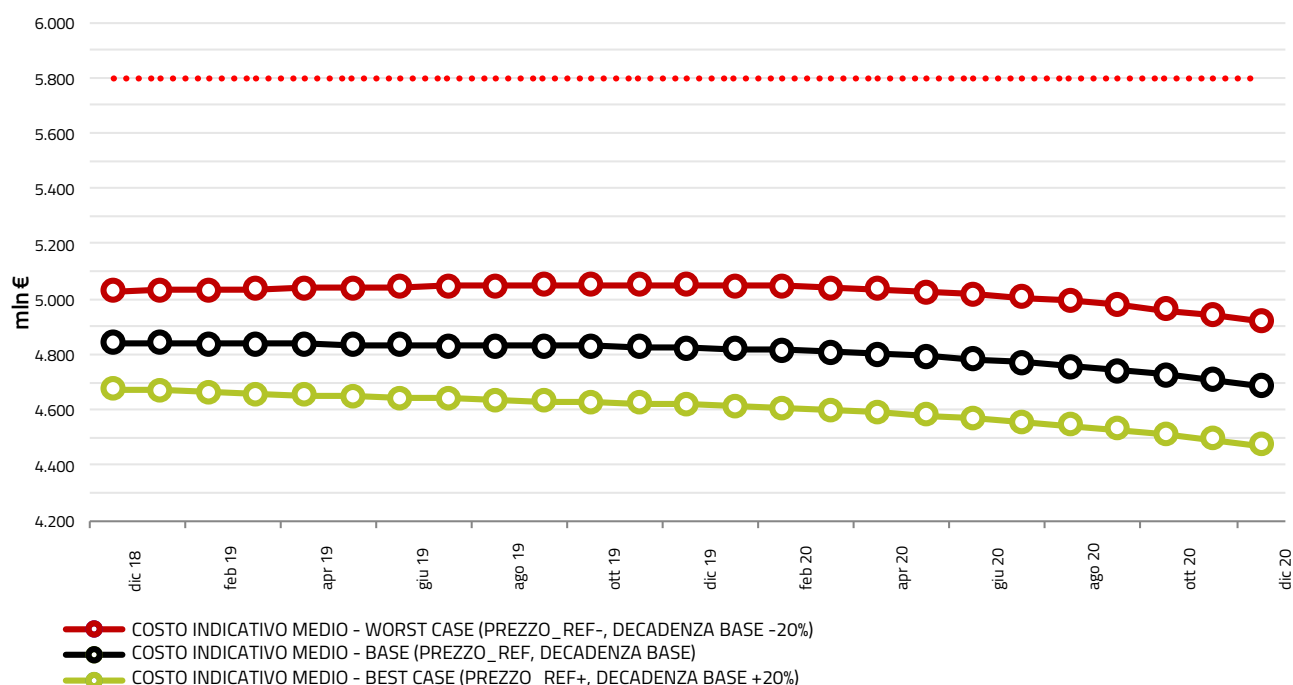


Oltre allo scenario evolutivo base, elaborato ai sensi del D.M. 23 giugno 2016, il GSE conduce periodicamente un'analisi di sensitività sui parametri di maggior impatto sul costo indicativo, in modo da individuare un possibile range di variabilità del costo indicativo medio e della sua distanza dal limite 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 del 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 2018, 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 2018, gli scenari di sensitività sviluppati descrivono un intervallo di variabilità del costo indicativo medio di circa 310 mln€ intorno al caso base. Tale intervallo tende a incrementarsi nel medio termine, fino a un massimo di circa 410 mln€.



## 2.7 IL CONTO ENERGIA

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

### 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 accedere 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/EFR del 6 giugno 2013.

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

## 2.7.1 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

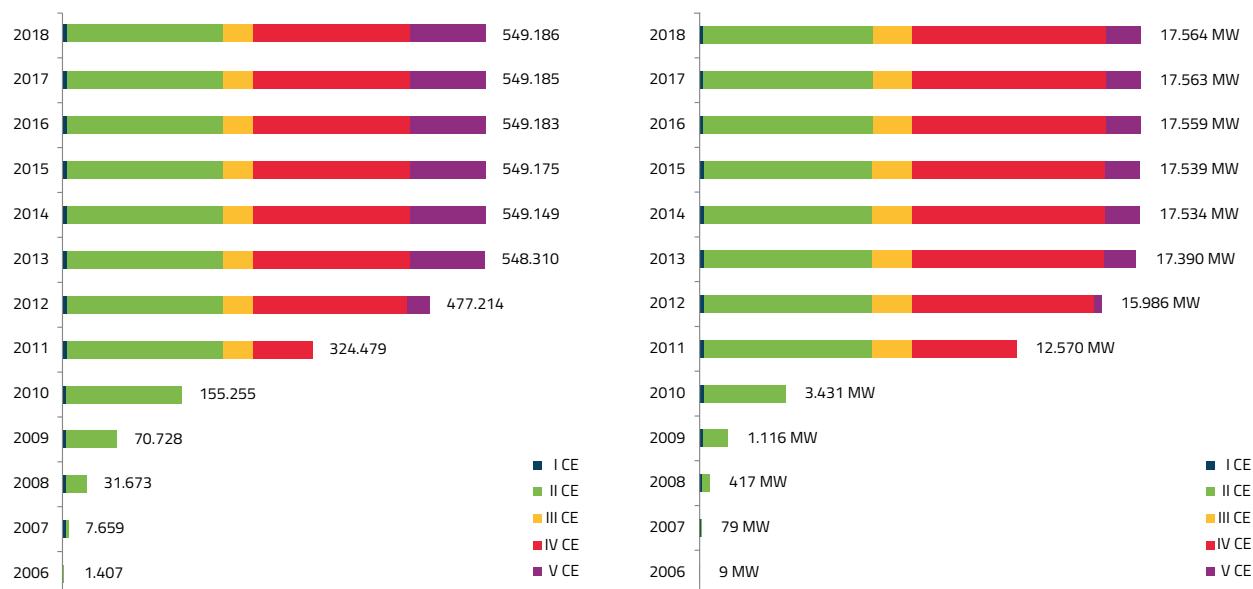
Nel 2018 risultano aver beneficiato dell'incentivazione in CE 549.186 impianti, per una potenza totale di 17.564 MW, di cui:

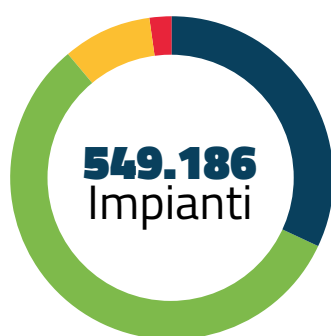
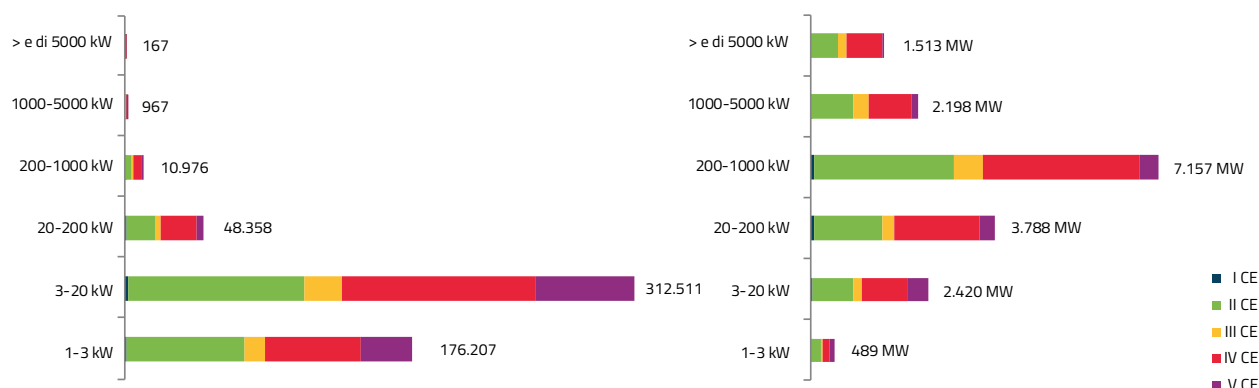
- 5.462 con il I CE, per una potenza di 151 MW;
- 203.218 con il II CE, per una potenza di 6.754 MW;
- 38.761 con il III CE, per una potenza di 1.555 MW;
- 204.103 con il IV CE, per una potenza di 7.702 MW;
- 97.642 con il V CE, per una potenza di 1.402 MW.

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).

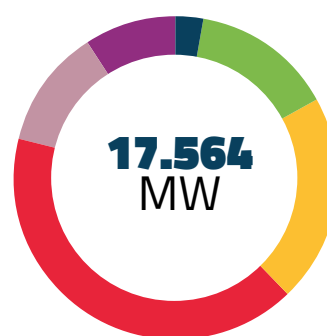
L'articolo 7 del D.M. 19 febbraio 2007 (II CE) aveva introdotto la possibilità di ottenere maggiorazioni delle tariffe incentivanti per gli impianti in SSP a seguito di interventi di riqualificazione energetica dell'unità immobiliare servita dall'impianto fotovoltaico e per nuovi edifici particolarmente 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 CE di riferimento



**FIGURA 28** - Distribuzione del numero (a sinistra) e della potenza (a destra) degli impianti fotovoltaici incentivati nel 2018 per classe di potenza


**32%** ■ 1-3 kW  
**57%** ■ 3-20 kW  
**9%** ■ 20-200 kW  
**2%** ■ 200-1000 kW  
**0%** ■ 1000-5000 kW  
**0%** ■ > di 5000 kW



**3%** ■ 1-3 kW  
**14%** ■ 3-20 kW  
**22%** ■ 20-200 kW  
**41%** ■ 200-1000 kW  
**13%** ■ 1000-5000 kW  
**9%** ■ > di 5000 kW

**TABELLA 33** - Evoluzione del numero di impianti fotovoltaici incentivati per CE di riferimento [numero impianti]

Decreto	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
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
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
III CE	-	-	-	-	-	38.651	38.743	38.757	38.759	38.761	38.761	38.761	38.761
IV CE	-	-	-	-	-	77.166	199.848	203.966	204.075	204.096	204.102	204.102	204.103
V CE	-	-	-	-	-	-	29.960	96.917	97.638	97.641	97.641	97.642	97.642
<b>TOTALE</b>	<b>1.407</b>	<b>7.659</b>	<b>31.673</b>	<b>70.728</b>	<b>155.255</b>	<b>324.479</b>	<b>477.214</b>	<b>548.310</b>	<b>549.149</b>	<b>549.175</b>	<b>549.183</b>	<b>549.185</b>	<b>549.186</b>

**TABELLA 34** - Evoluzione della potenza degli impianti fotovoltaici incentivati per CE di riferimento [MW]

Decreto	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
I CE	9	61	125	150	151	151	151	151	151	151	151	151	151
II CE	0	18	291	966	3.281	6.729	6.729	6.733	6.733	6.733	6.753	6.754	6.754
III CE	-	-	-	-	-	1.555	1.555	1.555	1.555	1.555	1.555	1.555	1.555
IV CE	-	-	-	-	-	4.136	7.258	7.664	7.697	7.701	7.701	7.701	7.702
V CE	-	-	-	-	-	-	293	1.287	1.398	1.398	1.398	1.402	1.402
<b>TOTALE</b>	<b>9</b>	<b>79</b>	<b>417</b>	<b>1.116</b>	<b>3.431</b>	<b>12.570</b>	<b>15.986</b>	<b>17.390</b>	<b>17.534</b>	<b>17.539</b>	<b>17.559</b>	<b>17.563</b>	<b>17.564</b>

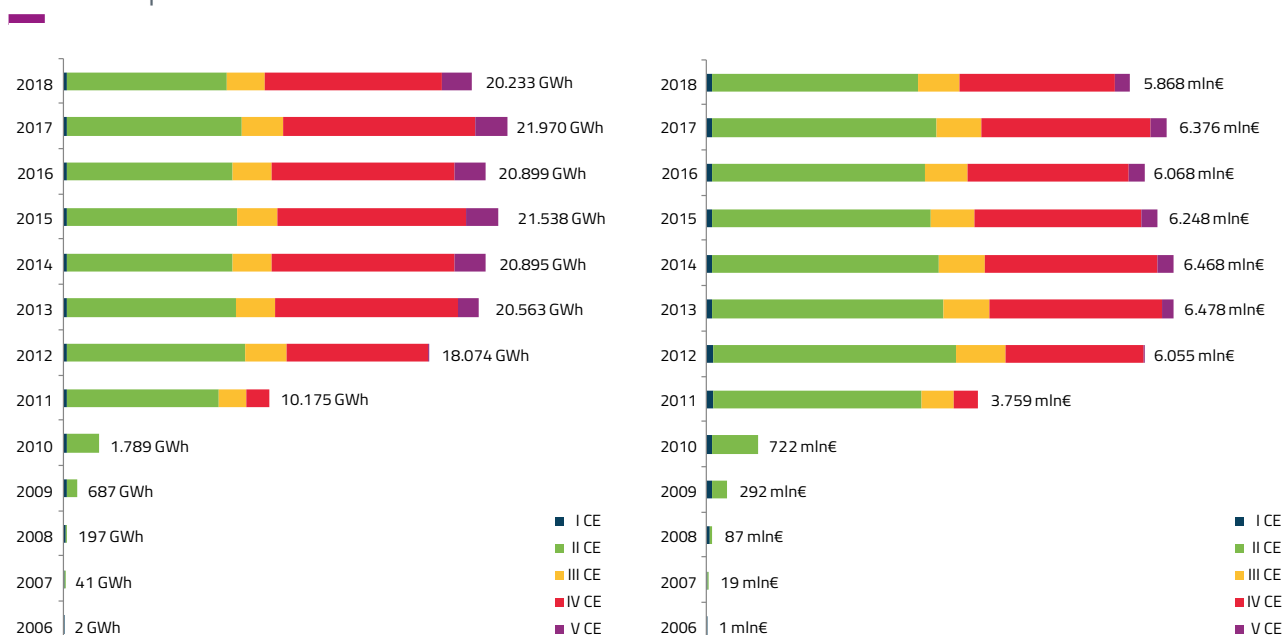
## Energia incentivata e corrispettivi erogati

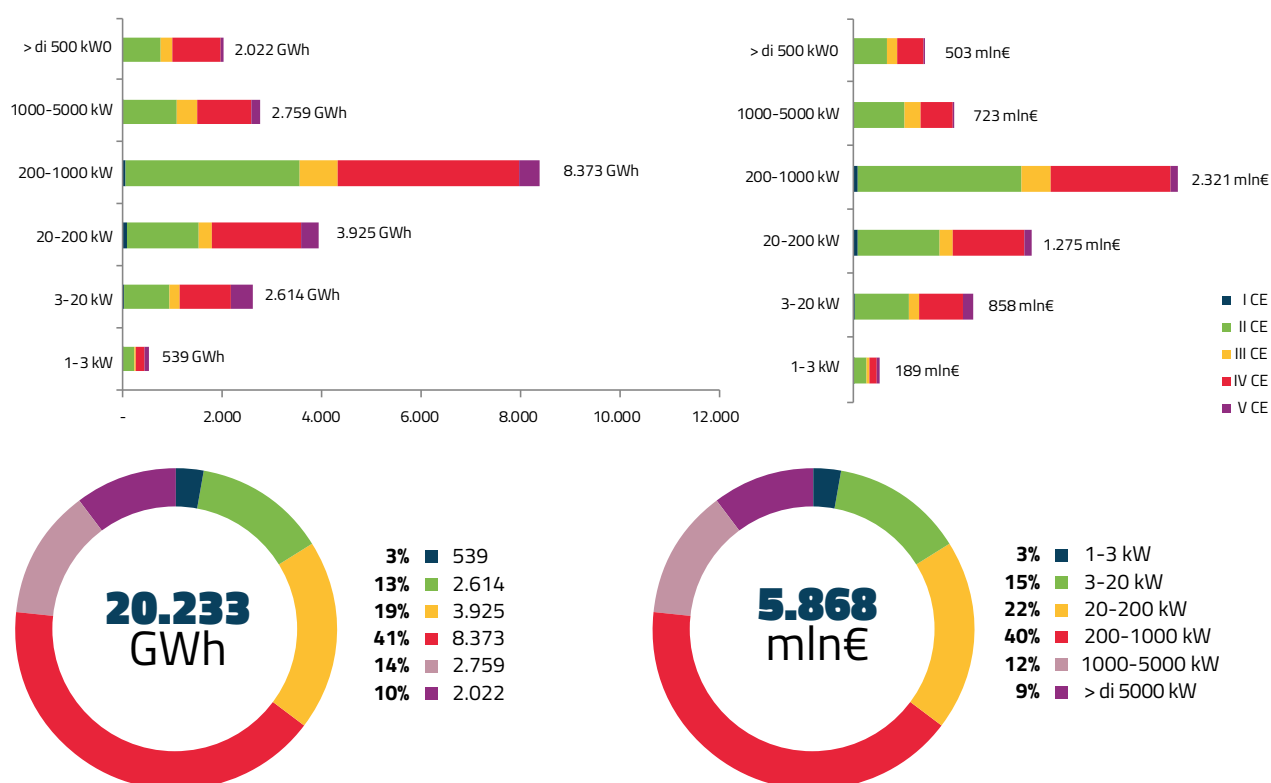
Nel 2018 l'energia incentivata risulta complessivamente pari a circa 20,2 TWh, 1,7 TWh in meno rispetto al 2017, principalmente per il minor irraggiamento.

Di conseguenza, nel 2018 risultano corrispettivi erogati per 5.868 mln€, circa 500 mln€ in meno rispetto al 2017. I corrispettivi erogati derivano in modo preponderante dal II CE (2.853 mln€ a fronte di 7.933 GWh) e dal IV CE (2.163 mln€ a fronte di 8.747 GWh).

Riguardo alla distribuzione per classe di potenza, i maggiori contributi sono associati alla classe 200-1000 kW e 20-200 kW, con quote rispettivamente del 40% e 22% in termini di importi erogati.

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



**FIGURA 30** - Distribuzione dell'energia incentivata (a sinistra) e dei corrispettivi erogati (a destra) agli impianti fotovoltaici incentivati nel 2018 per classe di potenza e CE

**TABELLA 35** - Evoluzione dell'energia incentivata per CE di riferimento [GWh]

Decreto	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
I CE	2	38	116	185	186	199	197	187	182	185	179	185	174
II CE	0	4	82	502	1.603	7.500	8.778	8.329	8.168	8.429	8.214	8.661	7.933
III CE	-	-	-	-	-	1.345	2.080	1.977	1.939	1.994	1.936	2.047	1.882
IV CE	-	-	-	-	-	1.131	6.985	9.017	9.078	9.340	9.040	9.479	8.747
V CE	-	-	-	-	-	-	34	1.053	1.528	1.590	1.529	1.598	1.497
<b>TOTALE</b>	<b>2</b>	<b>41</b>	<b>197</b>	<b>687</b>	<b>1.789</b>	<b>10.175</b>	<b>18.074</b>	<b>20.563</b>	<b>20.895</b>	<b>21.538</b>	<b>20.899</b>	<b>21.970</b>	<b>20.233</b>

**TABELLA 36** - Evoluzione dei corrispettivi erogati agli impianti incentivati per CE di riferimento [mln€]

Decreto	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
I CE	1	17	53	84	85	91	90	85	83	80	78	80	76
II CE	0	2	35	207	636	2.891	3.371	3.196	3.136	3.027	2.949	3.106	2.853
III CE	-	-	-	-	-	443	678	644	632	605	587	620	572
IV CE	-	-	-	-	-	334	1.911	2.386	2.389	2.308	2.233	2.341	2.163
V CE	-	-	-	-	-	-	4	166	228	228	221	229	205
<b>TOTALE</b>	<b>1</b>	<b>19</b>	<b>87</b>	<b>292</b>	<b>722</b>	<b>3.759</b>	<b>6.055</b>	<b>6.478</b>	<b>6.468</b>	<b>6.248</b>	<b>6.068</b>	<b>6.376</b>	<b>5.868</b>

## 2.7.2 La rimodulazione degli incentivi per gli impianti fotovoltaici

Il D.L. n. 91 del 24 giugno 2014, convertito con modificazioni dalla Legge n. 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 37** - Adesione degli impianti fotovoltaici alle diverse opzioni di rimodulazione

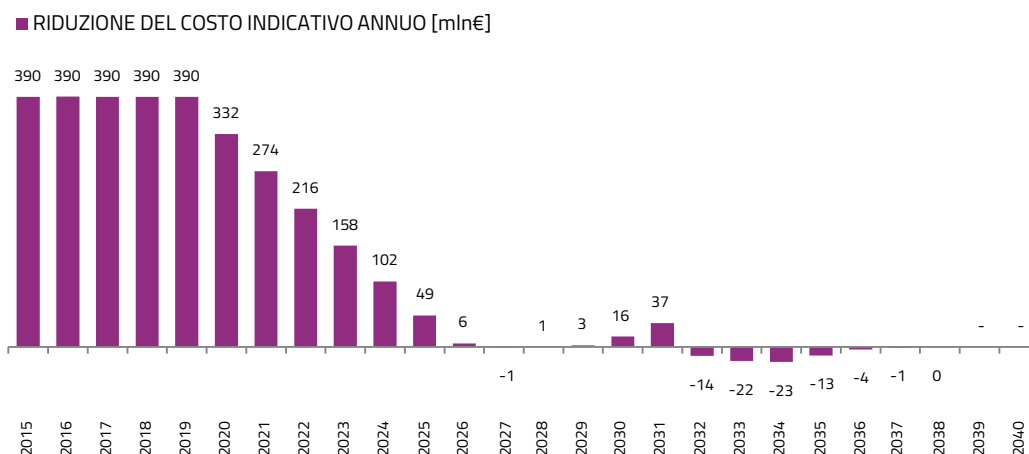
OPZIONE RIMODULAZIONE	Decreto	Numero	Potenza (MW)	Riduzione tariffa nel 2018 [%]
<b>A</b>		<b>180</b>	<b>93</b>	<b>20%</b>
	I CE	1	0	25%
	II CE	49	25	21%
	III CE	17	11	20%
	IV CE	94	46	19%
	V CE	19	10	18%
<b>B</b>		<b>4.805</b>	<b>3.846</b>	<b>14%</b>
	I CE	41	18	22%
	II CE	1.879	1.381	15%
	III CE	393	331	15%
	IV CE	2.185	1.884	13%
	V CE	307	232	11%
<b>C</b>		<b>7.893</b>	<b>6.641</b>	<b>7%</b>
	I CE	72	42	7%
	II CE	3.338	2.794	7%
	III CE	697	724	7%
	IV CE	3.388	2.770	7%
	V CE	398	312	7%
<b>Totale</b>		<b>12.878</b>	<b>10.580</b>	<b>10%</b>

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 2018 corrisponde una riduzione media dell'incentivo del 20% rispetto al 2014; circa il 37,3% ha optato per l'opzione B, cui nel 2018 corrisponde una riduzione media dell'incentivo del 14% rispetto al 2014; infine, il 61,3% rientra nell'opzione C, cui nel 2018 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 2018 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€]



### 2.7.3 Interventi di modifica effettuati sugli impianti fotovoltaici

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.

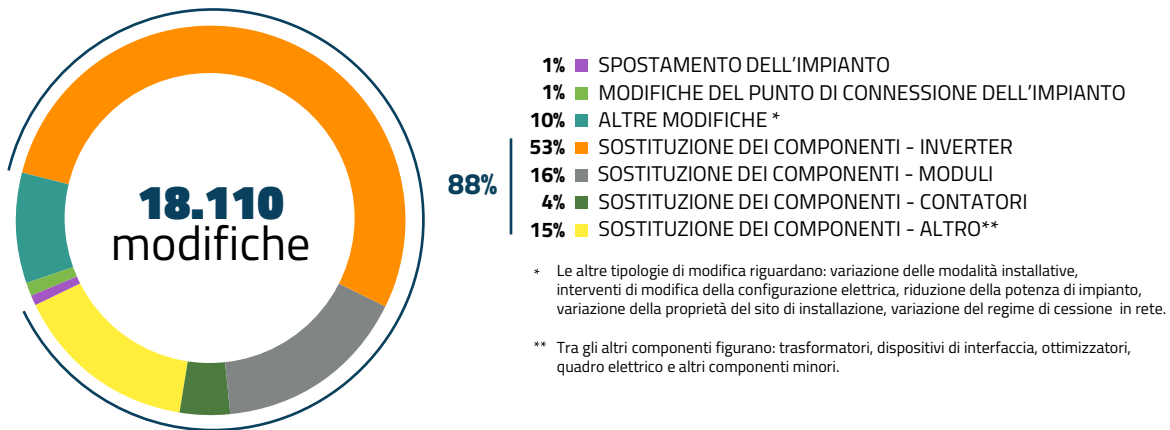
Nel corso del 2016, l'articolo 30 del D.M. 23 giugno 2016 ha introdotto criteri e principi di riferimento per la realizzazione di interventi di manutenzione sugli impianti incentivati, disciplinando, in special modo, gli interventi di sostituzione dei componenti.

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.

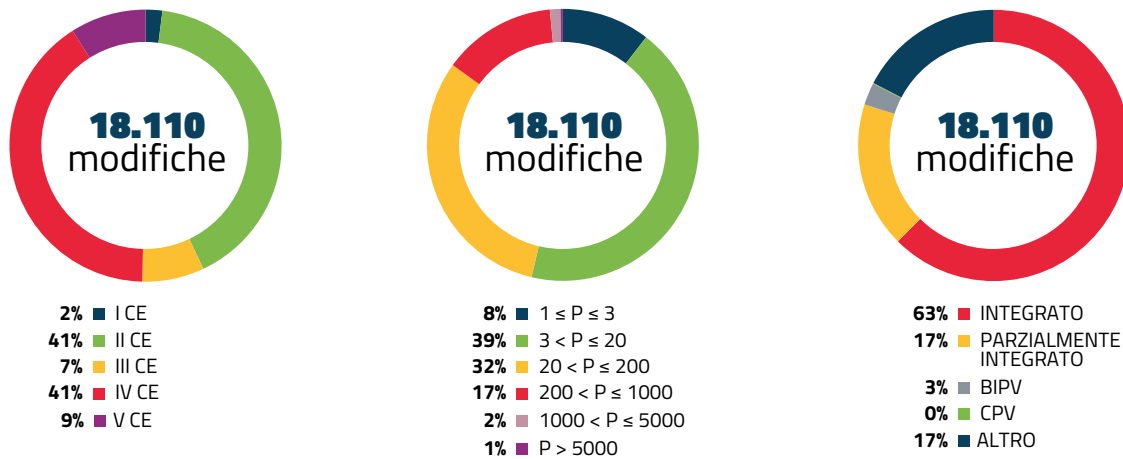
Al 31 dicembre 2018 risultano pervenute al GSE circa 47.000 comunicazioni relative a interventi di modifica realizzati su impianti fotovoltaici incentivati, di cui 18.424 nel corso del solo 2018, incluse 314 comunicazioni relative agli interventi di potenziamento non incentivato. A queste vanno sommate le richieste di valutazione preventiva di progetti di intervento di modifica pari a 1.482 al 31 dicembre 2018 (455 nel corso del 2018).

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

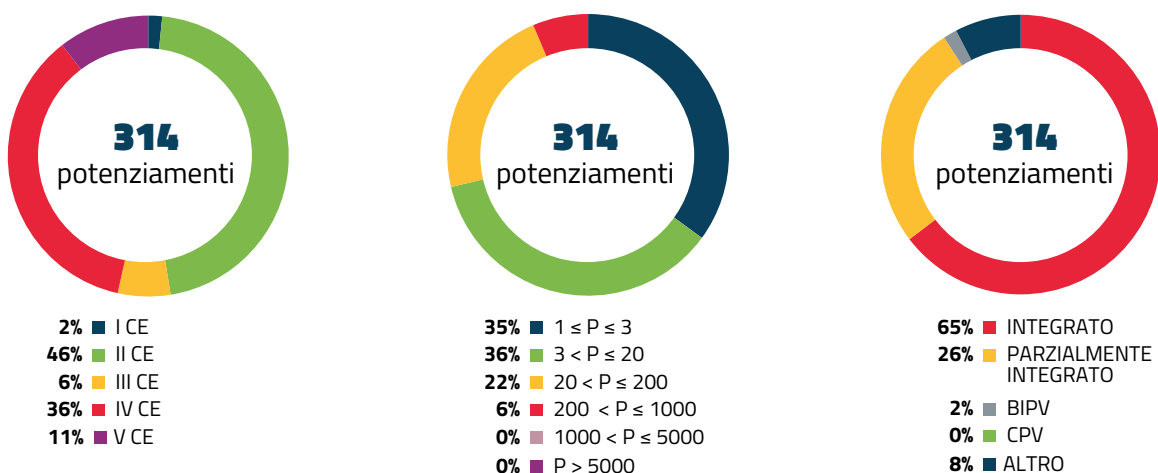
**FIGURA 32** - Interventi di modifica effettuati sugli impianti comunicati nel 2018



**FIGURA 33** - Interventi di modifica effettuati sugli impianti: suddivisione per CE di riferimento, classe di potenza e tipologia di installazione



**FIGURA 34** - Interventi di potenziamento non incentivato di impianti esistenti: suddivisione per CE di riferimento, classe di potenza<sup>1</sup> e tipologia di installazione



**NOTE**

<sup>1</sup> 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.

## 2.7.4 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 trattenga, 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 la versione definitiva del documento. 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. n. 49/2014 è indicata nella tabella di seguito.

**TABELLA 38** - Impianti fotovoltaici in CE interessati dalla disciplina sui RAEE

Tipologia impianti	numerosità impianti	numerosità moduli fotovoltaici
DOMESTICO	316.535	c.a 6.000.000
PROFESSIONALE	104.366	ca. 67.000.000
<b>TOTALE</b>	<b>420.901</b>	<b>ca. 73.000.000</b>

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 2018 le attività hanno riguardato circa 883 impianti di tipologia professionale (impianti di potenza nominale superiore o uguale a 10 kW) entrati in esercizio negli anni 2006, 2007 e 2008 e incentivati ai sensi del I e II CE.

## 2.8 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. 115/08 di attuazione della direttiva europea 2006/32/CE relativa all'efficienza degli usi finali dell'energia e i servizi energetici e i Decreti Legislativi 79/99 e 93/11, di attuazione delle direttive 96/92/CE e 2009/72/CE relative a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica, assieme alla Legge 99/09, definiscono il quadro della normativa primaria dei Sistemi di Produzione e Consumo, attribuendo all'Autorità 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 Utenza;
- SEESEU-A, -B, -C e -D: Sistemi Esistenti Equivalenti ai Sistemi Efficienti di Utenza 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 SEESEU, 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 a ASSPC, tramite richiesta di qualifica.

Per effetto del D.L. n. 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. c.d. "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 ora 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 2018 il GSE ha inviato, ai produttori e ai clienti finali di tali sistemi, una comunicazione 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'Autorità 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.

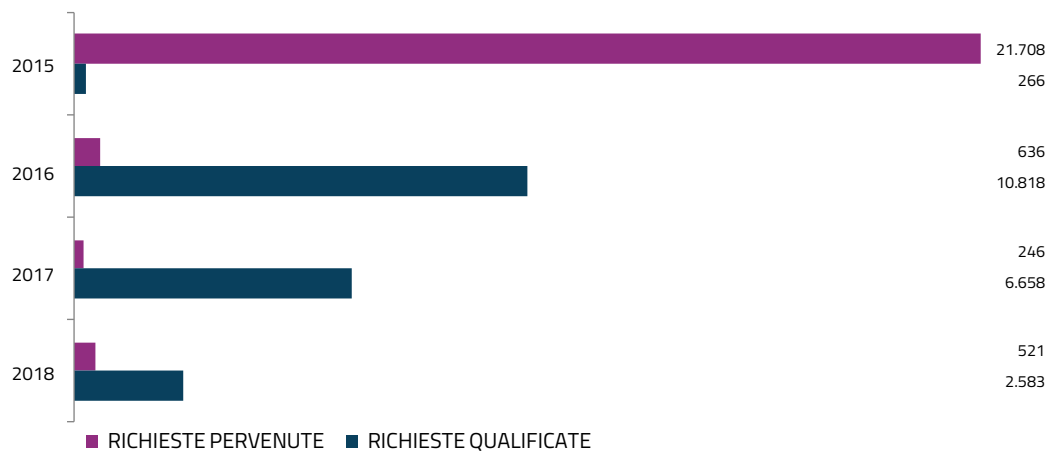
Al 31 dicembre 2018 risultavano pervenute al GSE 23.111 istanze di riconoscimento di SSPC, per una potenza totale dei sistemi di circa 9,18 GW.

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 2018 risultano pervenute 521 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 2018 sono invece pari a 20.325, di cui 2.583 rilasciate nel 2018.

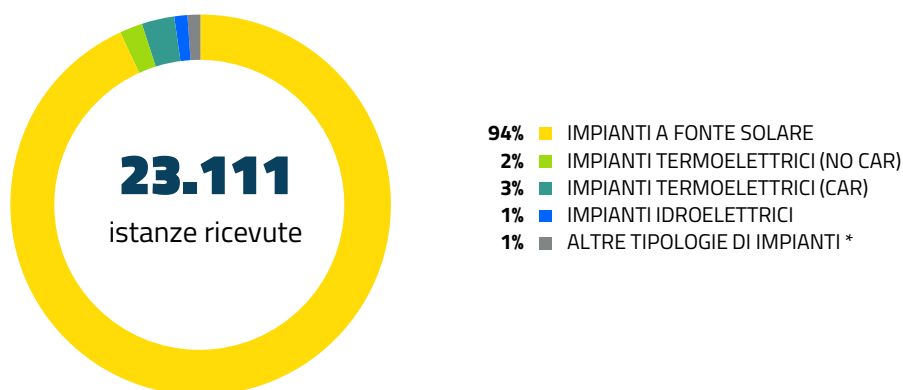
I dati raccolti nell'ambito della procedura della Delibera hanno inoltre consentito l'identificazione, nel corso del 2018, di circa 105.400 nuovi sistemi semplici di produzione e consumo, per una potenza di circa 0.9 GW, connessi in bassa tensione ovvero in media e alta tensione con potenza fino a 20 kW, qualificati automaticamente dal GSE.

Sempre nel corso del 2018, il GSE ha poi effettuato, in avvalimento, le istruttorie per la definizione degli ambiti territoriali di 16 RIU, inviando all'Autorità le relazioni contenenti gli esiti finali dell'attività svolta e inoltre, in adempimento a quanto previsto dalla Delibera, ha qualificato automaticamente i sistemi che usufruiscono del servizio di SSP.

**FIGURA 35** - Istanze di riconoscimento di SSPC nel corso del 2015, 2016, 2017 e 2018

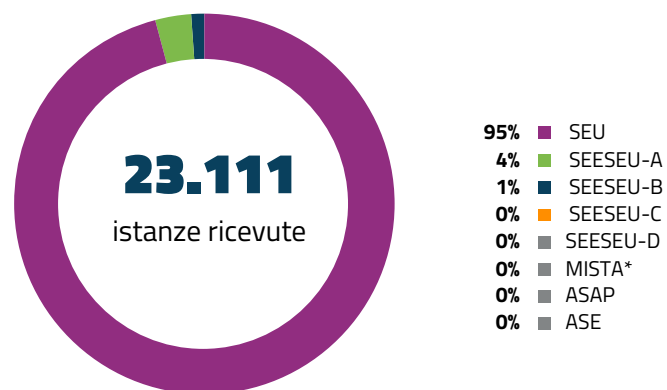


**FIGURA 36** - Quadro cumulato delle istanze di riconoscimento di SSPC ricevute dal GSE nel 2015, 2016, 2017 e 2018: suddivisione per fonte



\* Per altre tipologie di impianti si intendono impianti a fonte eolica, turboespansione su rete gas o sistemi con più impianti di produzione a fonte differente

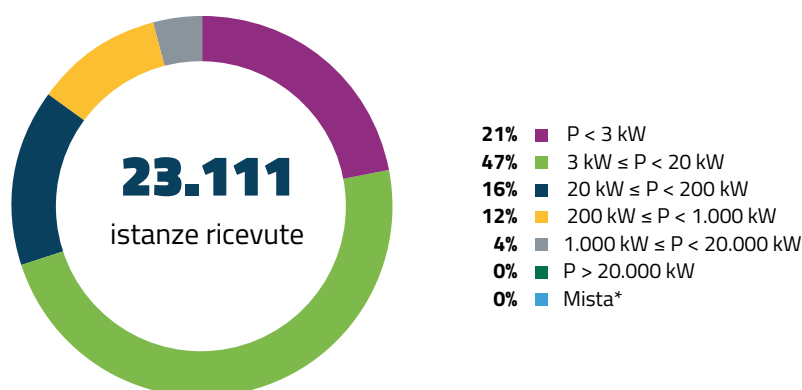
**FIGURA 37** - Quadro cumulato delle istanze di riconoscimento di Sistema Semplice di Produzione e Consumo ricevute dal GSE nel 2015, 2016, 2017 e 2018: suddivisione per categoria



\* Mista: combinazione di due categorie differenti.

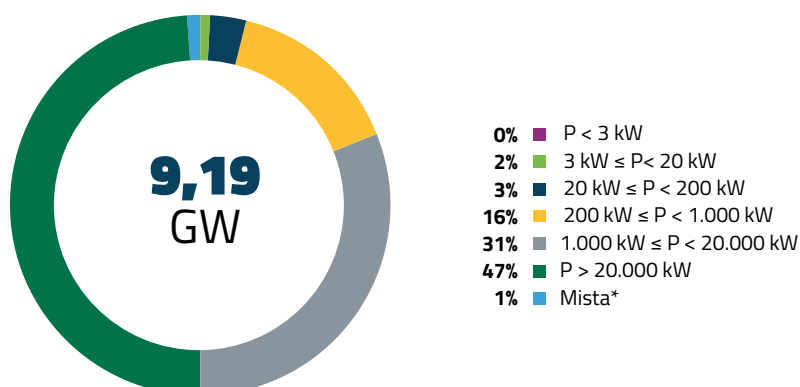


**FIGURA 38** - Quadro cumulato delle istanze di riconoscimento di SSPC ricevute dal GSE nel 2015, 2016, 2017 e 2018: suddivisione per classe di potenza



\* Mista: potenza differente tra le diverse configurazioni (solo richieste multiconfigurate).

**FIGURA 39** - Quadro cumulato della potenza delle istanze di riconoscimento di Sistema Semplice di Produzione e Consumo ricevute dal GSE nel 2015, 2016, 2017 e 2018: suddivisione per classe di potenza



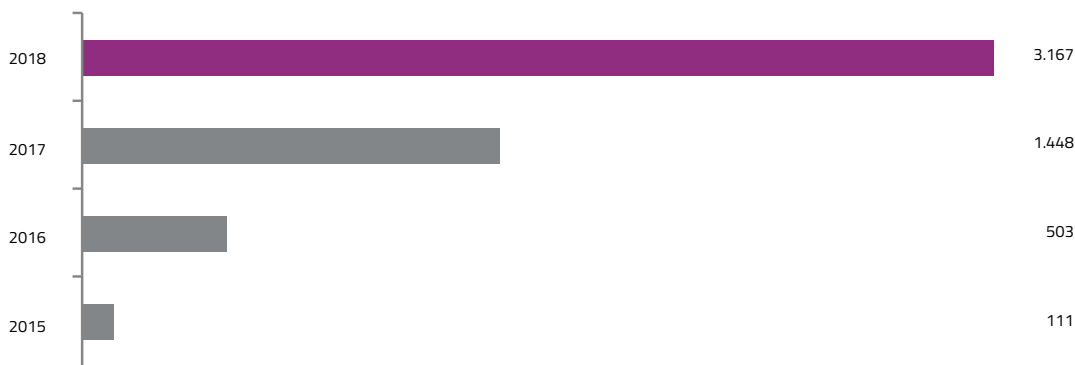
\* Mista: potenza differente tra le diverse configurazioni (solo richieste multiconfigurate).

## 2.9 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.

Nel 2015, il GSE, ai sensi dell'articolo 10, comma 1 della Delibera 574/2014/R/eel, ha pubblicato le Regole Tecniche per l'attuazione delle disposizioni relative all'integrazione di sistemi di accumulo di energia elettrica nel sistema elettrico nazionale che si affiancano alle vigenti regole tecniche relative all'erogazione degli incentivi per le fonti rinnovabili, le modalità di riconoscimento dei prezzi minimi garantiti e di emissione delle GO, successivamente aggiornate in data 15 giugno 2017. Al 31 dicembre 2018 sono pervenute complessivamente 3.167 comunicazioni di avvenuta installazione di sistemi di accumulo di energia installati su impianti fotovoltaici, di cui 1.719 relative al 2018, descrivendo dunque un trend in grande crescita. Risultano inoltre 359 richieste di valutazione preventiva (248 nel solo 2018). A queste si aggiunge una comunicazione di avvenuta installazione di sistema di accumulo accoppiato a un impianto di generazione da fonte eolica.

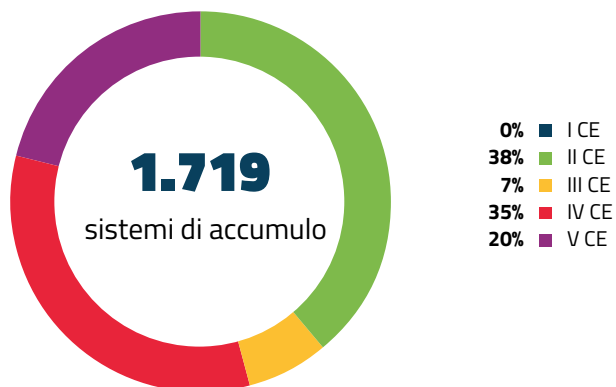
**FIGURA 40** - Numero cumulato di sistemi di accumulo installati su impianti fotovoltaici incentivati



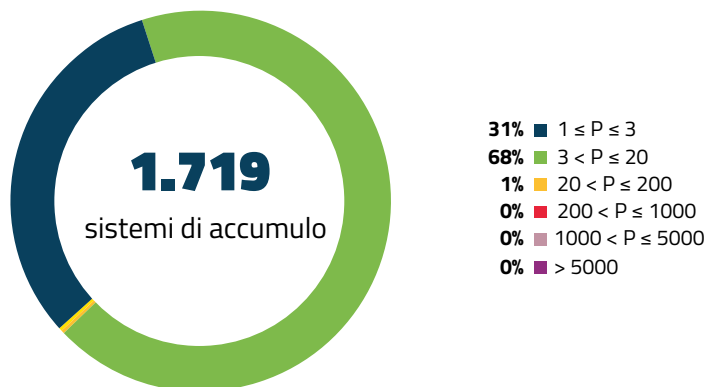
Con riferimento agli accumuli installati sugli impianti fotovoltaici incentivati nel 2018, si riportano di seguito alcuni grafici contenenti informazioni sulla tipologia di configurazione e sulla tecnologia utilizzata.

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 (97%) sono al litio.

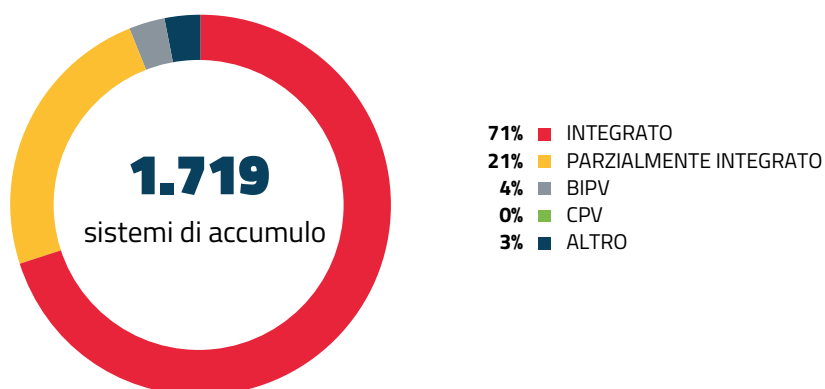
**FIGURA 41** - Distribuzione, per CE, dei sistemi di accumulo installati su impianti fotovoltaici incentivati nel 2018



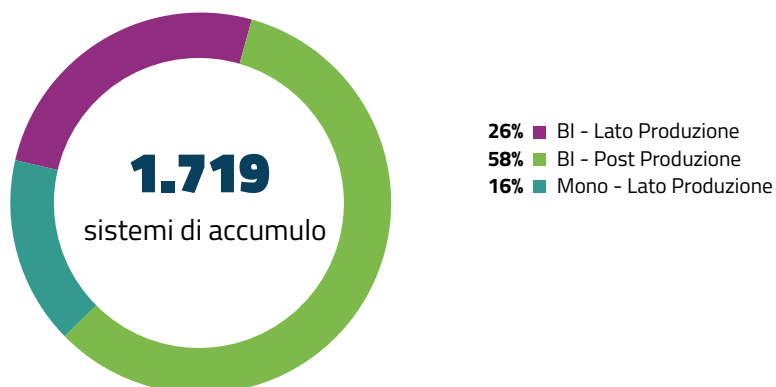
**FIGURA 42** - Distribuzione, per classe di potenza, dei sistemi di accumulo installati su impianti fotovoltaici incentivati nel 2018



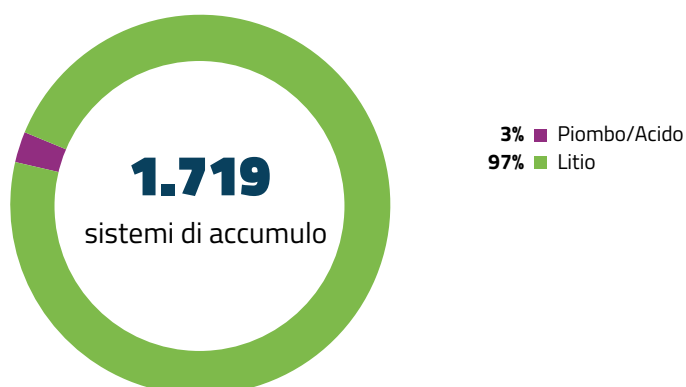
**FIGURA 43** - Distribuzione, per tipologia di installazione del fotovoltaico, dei sistemi di accumulo installati su impianti fotovoltaici incentivati nel 2018



**FIGURA 44** - Distribuzione, per tipologia di configurazione, dei sistemi di accumulo installati su impianti fotovoltaici incentivati nel 2018



**FIGURA 45** - Distribuzione, per tecnologia, dei sistemi di accumulo installati su impianti fotovoltaici incentivati nel 2018



## 2.10 SERVIZI DI RITIRO DELL'ENERGIA

### 2.10.1 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 e 23 giugno 2016.

#### 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 280/07, 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 280/07, 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 2018, di seguito riportati.

L'articolo 15 dell'Allegato A alla Delibera 280/07, 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 39** - PMG per l'anno 2018

Fonte	Quantità di energia elettrica ritirata su base annua	PMG per l'anno 2018 (€/MWh)
Biogas da fermentatori anaerobici, biomasse solide e biomasse liquide	fino a 2.000.000 kWh	93,3
Biogas da discarica	fino a 1.500.000 kWh	49,5
Eolica	fino a 1.500.000 kWh	49,5
Solare fotovoltaico	fino a 1.500.000 kWh	39,4
	fino a 250.000 kWh	154,7
Idrica	oltre 250.000 e fino a 500.000 kWh	106,3
	oltre 500.000 e fino a 1.000.000 kWh	67,1
	oltre 1.000.000 e fino a 1.500.000 kWh	58,1
Geotermica	fino a 1.500.000 kWh	51,7
Fonti diverse dalle altre	fino a 1.500.000 kWh	39,4

**Risultati nel 2018 ed evoluzione storica**

Nel corso del 2018 risultano aver beneficiato del regime di RID 50.023 impianti per una potenza complessiva di 9.237 MW. L'energia ritirata nel 2018 risulta pari a 10,5 TWh, con un costo di circa 623 mln€.

Tale onere complessivo risulta per il 64% ascrivibile a impianti solari, seguiti dagli impianti idroelettrici (23%) ed eolici (6%).

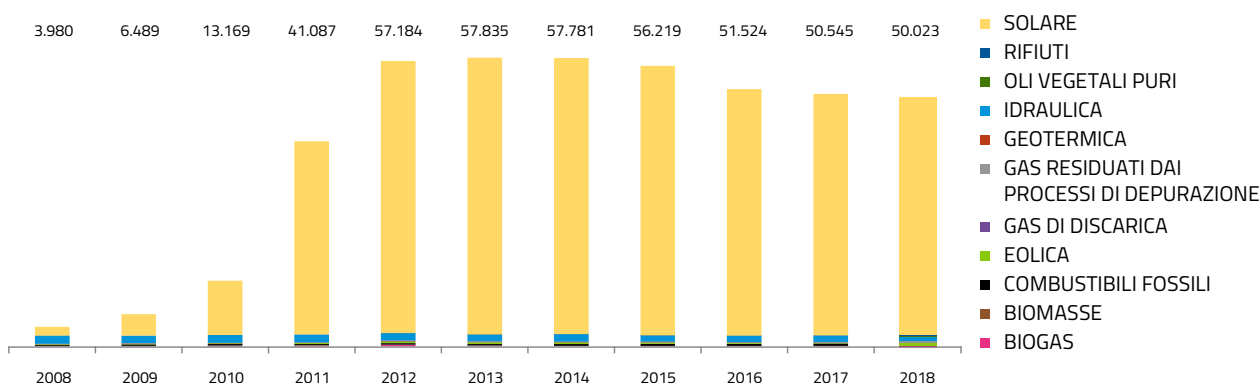
Nelle tabelle seguenti è riportata l'evoluzione storica di numerosità, potenza, energia ritirata e costo di ritiro.

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 2018 tali convenzioni hanno generato un costo di circa 7 mln€.

**TABELLA 40** - Evoluzione del numero degli impianti in convenzione RID

Fonte	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Biocombustibili liquidi	5	1	9	22	112	82	59	53	47	40	36
Biogas	112	109	124	127	253	90	83	82	74	73	70
Biomasse	34	49	83	91	54	34	28	26	28	26	25
Combustibili fossili	251	281	274	281	282	313	354	387	423	473	489
Eolica	117	143	188	251	373	372	345	297	198	199	236
Gas di discarica	71	74	94	104	145	125	119	118	95	90	85
Gas residuati dai processi di depurazione	4	6	6	7	10	9	11	10	10	10	9
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	1.288	1.301
Oli vegetali puri					2	2	2	2	2	3	3
Rifiuti	15	17	19	20	22	19	18	17	15	15	14
Solare	1.754	4.309	10.858	38.665	54.458	55.373	55.278	53.930	49.332	48.328	47.755
<b>Totale complessivo</b>	<b>3.980</b>	<b>6.489</b>	<b>13.169</b>	<b>41.087</b>	<b>57.184</b>	<b>57.835</b>	<b>57.781</b>	<b>56.219</b>	<b>51.524</b>	<b>50.545</b>	<b>50.023</b>

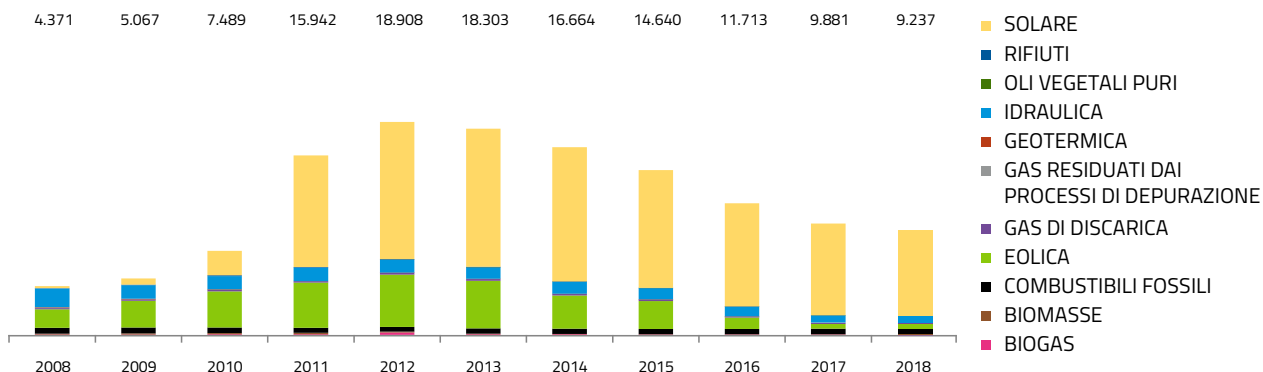
**FIGURA 46** - Evoluzione del numero degli impianti in convenzione RID



**TABELLA 41** - Evoluzione della potenza degli impianti in convenzione RID [MW]

Fonte	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Biocombustibili liquidi	4	0	4	15	66	52	39	32	30	26	24
Biogas	99	90	101	108	203	71	66	62	59	55	42
Biomasse	65	96	120	123	82	58	45	27	24	23	21
Combustibili fossili	510	528	479	434	417	450	462	469	450	481	490
Eolica	1.653	2.378	3.200	4.000	4.622	4.219	2.930	2.473	1.013	420	404
Gas di discarica	103	113	129	143	177	157	145	134	114	102	96
Gas residuati dai processi di depurazione	13	9	9	9	11	10	11	11	10	10	3
Geotermica	60	60	60	-	0	0	0	0	-	-	-
Idraulica	1.653	1.194	1.164	1.171	1.128	1.015	1.051	979	820	625	635
Oli vegetali puri	-	-	-	-	3	3	3	3	3	4	4
Rifiuti	46	53	65	69	63	54	55	46	45	41	40
Solare	164	547	2.157	9.869	12.136	12.213	11.858	10.405	9.145	8.093	7.478
<b>Totale complessivo</b>	<b>4.371</b>	<b>5.067</b>	<b>7.489</b>	<b>15.942</b>	<b>18.908</b>	<b>18.303</b>	<b>16.664</b>	<b>14.640</b>	<b>11.713</b>	<b>9.881</b>	<b>9.237</b>

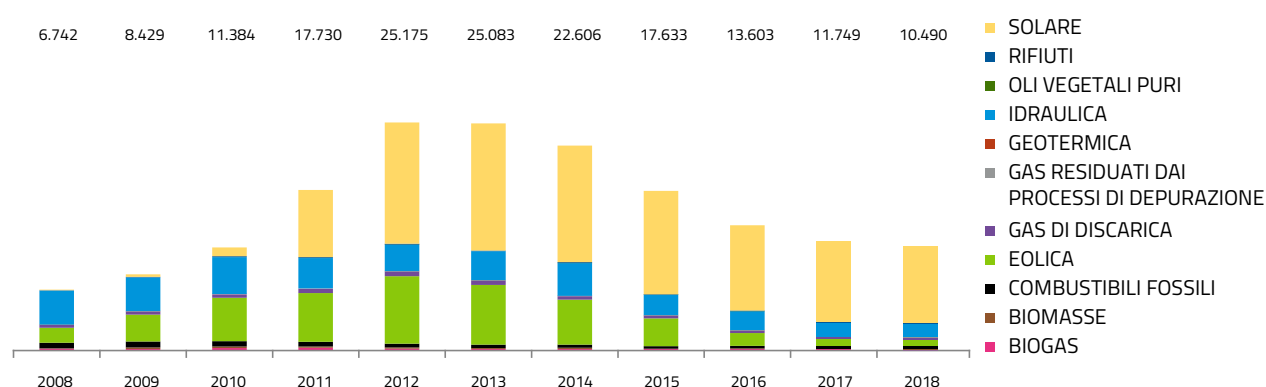
**FIGURA 47** - Evoluzione della potenza degli impianti in convenzione RID [MW]



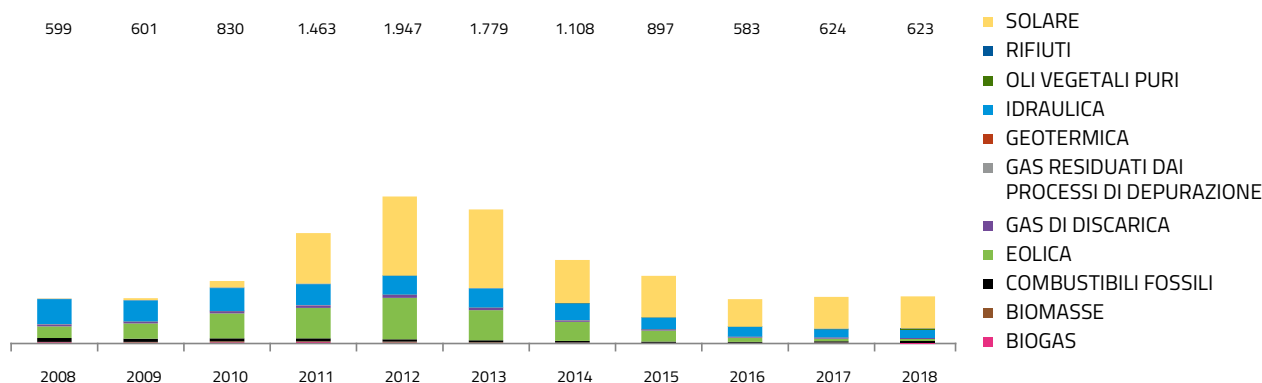


**TABELLA 42** - Evoluzione dell'energia ritirata dagli impianti in convenzione RID [GWh]

Fonte	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Biocombustibili liquidi	1	0	1	1	8	7	9	4	10	9	59
Biogas	203	190	271	319	204	161	187	177	115	102	115
Biomasse	63	153	188	139	144	134	117	48	35	29	46
Combustibili fossili	594	657	579	532	408	373	351	265	242	275	270
Eolica	1.650	2.962	4.783	5.372	7.446	6.589	4.975	3.066	1.412	690	616
Gas di discarica	327	359	399	470	515	455	356	307	242	210	210
Gas residuati dai processi di depurazione	32	31	34	31	32	34	31	33	36	32	1
Geotermica	14	4	0	0	0	0	0	0	-	-	-
Idraulica	3.756	3.726	4.071	3.337	2.934	3.207	3.637	2.254	2.073	1.442	1.861
Oli vegetali puri					0	0	0	0	0	1	1
Rifiuti	27	67	100	107	95	86	97	77	67	91	94
Solare	77	281	958	7.422	13.389	14.036	12.846	11.400	9.371	8.870	7.215
<b>Totale complessivo</b>	<b>6.742</b>	<b>8.429</b>	<b>11.384</b>	<b>17.730</b>	<b>25.175</b>	<b>25.083</b>	<b>22.606</b>	<b>17.633</b>	<b>13.603</b>	<b>11.749</b>	<b>10.490</b>

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

**TABELLA 43** - Evoluzione del costo di ritiro dell'energia in convenzione RID [mln€]

Fonte	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Biocombustibili liquidi	0	0	0	0	1	1	0	0	0	1	3
Biogas	17	13	18	23	16	11	10	10	5	6	7
Biomasse	5	11	14	11	11	8	6	3	2	2	3
Combustibili fossili	54	44	37	38	31	24	19	14	11	16	16
Eolica	151	199	333	403	548	402	253	147	53	35	35
Gas di discarica	28	24	27	35	39	30	19	16	10	11	13
Gas residuati dai processi di depurazione	4	3	3	3	3	3	2	2	2	2	0
Geotermica	1	0	0	0	0	0	0	0	-	-	-
Idraulica	330	277	305	274	249	252	225	152	131	108	142
Oli vegetali puri					0	0	0	0	0	0	0
Rifiuti	2	4	6	7	7	5	5	4	3	5	6
Solare	7	26	87	669	1.044	1.043	569	549	365	439	397
<b>Totale complessivo</b>	<b>599</b>	<b>601</b>	<b>830</b>	<b>1.463</b>	<b>1.947</b>	<b>1.779</b>	<b>1.108</b>	<b>897</b>	<b>583</b>	<b>624</b>	<b>623</b>

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

## 2.10.2 Scambio sul posto

### Quadro normativo

Il meccanismo dello SSP, regolato dalla Delibera 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 dell'onere sostenuto per la componente 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 € 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 e 23 giugno 2016.

## Risultati nel 2018

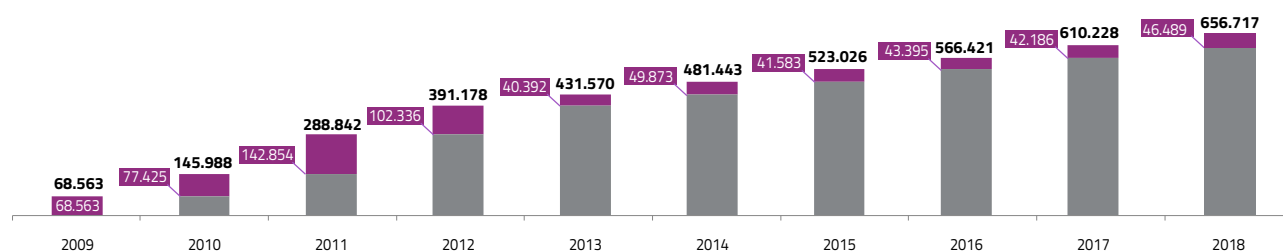
Nel corso del 2018, gli impianti che risultano avere beneficiato del servizio di SSP sono 656.717, corrispondenti a una potenza complessiva di 5,6 GW. Rispetto al 2016 si osserva un incremento di oltre 46.000 convenzioni, per un totale di circa 348 MW.

Complessivamente l'energia immessa dagli impianti in SSP nel corso del 2018 risulta pari a 3.570 GWh, l'energia scambiata pari a 2.402 GWh, e il costo totale di ritiro pari a 314 mln€, di cui 46 mln€ per la remunerazione delle eccedenze. Tra le classi di potenza, la più rappresentativa è quella tra 3 e 20 kW, con oltre 390.000 impianti, 2,7 GW di potenza, e un impatto di 186 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.

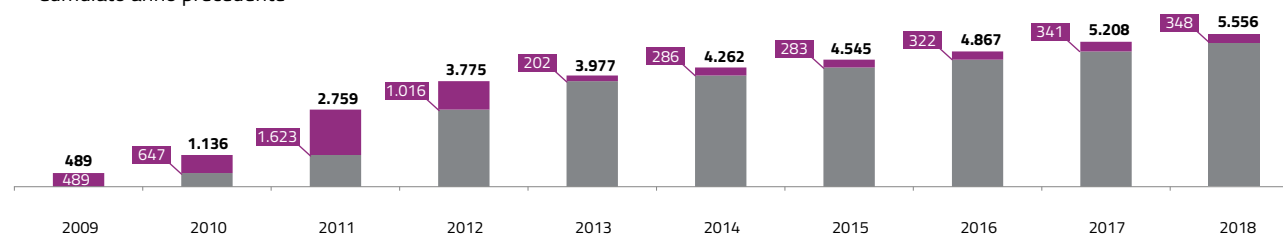
**FIGURA 50** - Evoluzione del numero degli impianti in SSP

■ incremento anno in corso  
 ■ cumulado anno precedente



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

■ Incremento anno in corso  
 ■ Cumulado anno precedente

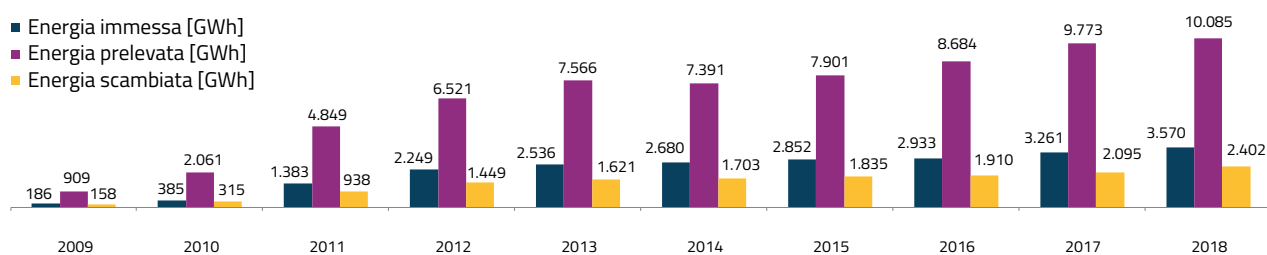
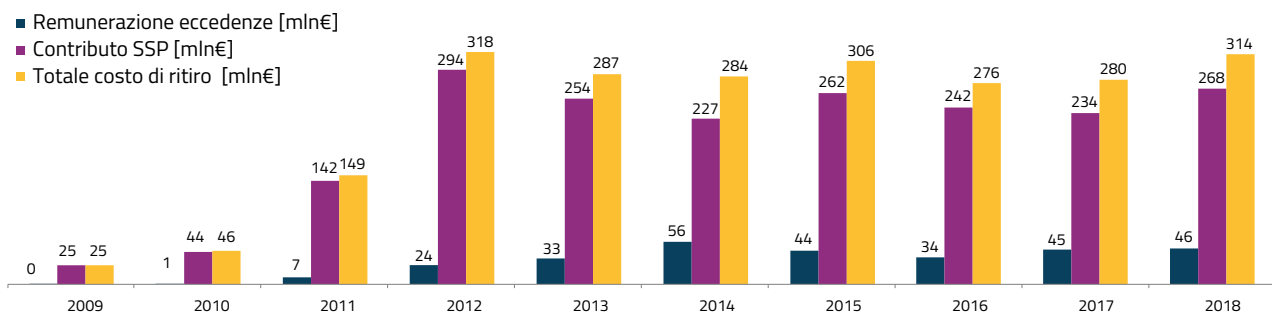


**TABELLA 44** - Dati sugli impianti in SSP nel 2018: suddivisione per classe di potenza

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	239.234	645	491	620	371	43	3	46
3 - 20 kW	390.655	2.700	1.970	3.321	1.255	159	27	186
20 -500 kW	26.828	2.211	1.110	6.145	775	66	17	83
<b>Totale complessivo</b>	<b>656.717</b>	<b>5.556</b>	<b>3.570</b>	<b>10.085</b>	<b>2.402</b>	<b>268</b>	<b>46</b>	<b>314</b>

**TABELLA 45** - Dati sugli impianti in SSP nel 2018: 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	655.855	5.524	3.550	9.950	2.383	266	46	312,6
Combustibili fossili	707	29	19	125	17	2	0	1,7
Eolica	94	0,76	0,23	1,63	0,18	0,02	0,003	0
Idraulica	19	0,24	0,30	0,28	0,15	0,02	0,01	0
Altri combustibili	17	0,78	0,23	4,28	0,20	0,02	0	0
Biogas	17	0,70	0,59	2,71	0,46	0,05	0,006	0
Biomasse	6	329,00	0,25	0,90	0,25	0,027	-	0
Gas di discarica	1	10,00	0	0,05	0	0	-	0
Geotermica	1	11,00	0	0,10	0	0	-	0
<b>Totale complessivo</b>	<b>656.717</b>	<b>5.905</b>	<b>3.570</b>	<b>10.085</b>	<b>2.402</b>	<b>268</b>	<b>46</b>	<b>314</b>

**FIGURA 52** - Evoluzione dell'energia immessa, prelevata e scambiata dagli impianti in SSP [GWh]

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

**TABELLA 46** - Dettaglio dell'evoluzione degli impianti in SSP

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	0	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	566.421	4.867	2.933	8.684	1.910	242	34	276
2017	610.228	5.208	3.261	9.773	2.095	234	45	280
<b>2018</b>	<b>656.717</b>	<b>5.556</b>	<b>3.570</b>	<b>10.085</b>	<b>2.402</b>	<b>268</b>	<b>46</b>	<b>314</b>

## 2.11 LA GESTIONE DELLE MISURE DELL'ENERGIA ELETTRICA

### 2.11.1 Le attività relative alla gestione delle misure

I processi e i flussi informativi connessi all'acquisizione e alla validazione dei dati di misura sono pro-pedeutici all'erogazione dei corrispettivi previsti dai meccanismi di incentivazione, promozione e ritiro dell'energia elettrica 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 vita degli impianti al fine di delinearne la reale configurazione impiantistica e le peculiarità del loro funzionamento. A partire da maggio 2018, è stata, inoltre, resa disponibile agli Operatori proprietari di impianti fotovoltaici maggiori o uguali a 800 kW incentivati in CE la "Piattaforma Performance Impianti" che, a partire dalla corretta gestione e validazione del dato di misura di 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 GdR e con i produttori per la valutazioni dei dati anomali.

In particolare, le principali attività connesse alla gestione delle misure sono le seguenti:

- acquisizione dei dati di misura dell'energia elettrica prodotta, immessa e prelevata dagli impianti convenzionati con il GSE;
- 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);
- gestione dei rapporti con i GdR e, ove necessario, con i produttori, finalizzati a verificare la correttezza dei dati di misura acquisiti;
- gestione dei rapporti con i GdR al fine di garantire che vengano inviate tutte le misure attese;
- ottimizzazione dei processi di acquisizione e validazione delle misure.

Contestualmente alle attività sopra riportate, nel corso del 2018 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 delle evoluzioni nella regolazione di riferimento, tra cui, ad esempio:

- il DM 2 marzo 2018 del MiSE (modalità di incentivazione del biometano immesso nella rete del gas naturale). A seguito dell'emanazione del nuovo D.M. biometano, sono state avviate molteplici attività che hanno permesso di:
  - definire e pubblicare uno specifico documento contenente i requisiti che il sistema di misura degli impianti di produzione di biometano dovrà possedere al fine di consentire la telelettura in caso di immissione del biometano in configurazione extra rete;
  - avviare Tavoli tecnici di lavoro tra il GSE, Snam e le principali associazioni dei GdR finalizzati a definire e condividere le modalità operative di gestione delle misure degli impianti incentivati, con particolare attenzione alle evoluzioni nella normativa tecnica di settore;
- la Delibera 595/2014/R/eel (regolazione del servizio di misura dell'energia elettrica prodotta): è previsto, a partire dal 1° gennaio 2016, il trasferimento della responsabilità della raccolta, validazione e trasmissione delle misure dell'energia elettrica prodotta dal soggetto responsabile al GdR. In tale ambito sono state svolte dal GSE le attività di monitoraggio e di comunicazione volte a favorire la piena attuazione da parte dei soggetti interessati della Delibera e della successiva proposta operativa (Delibera 893/2017/R/eel), redatta dal GSE in accordo con i GdR nel 2017.

Nel 2018, inoltre, è stata condotta un'attività di analisi per affinare ulteriormente i criteri di validazione delle misure di energia elettrica acquisite dal GSE, utilizzando informazioni maggiormente dettagliate sui singoli impianti, utili a descriverne l'effettivo andamento. Tale attività ha permesso di integrare i criteri di validazione delle misure, basati negli anni scorsi esclusivamente su dati medi statistici, con altre specifiche informazioni dei singoli impianti.

Inoltre, per gli impianti fotovoltaici è stato possibile acquisire e utilizzare dati meteo a consuntivo, integrandoli con le informazioni sulle caratteristiche proprie del singolo impianto (tra cui, ad esempio, l'inclinazione dei pannelli, la tecnologia delle componenti, i dati orografici).

In caso di impianti di altra fonte, nel recepire quanto prescritto dalla “Direttiva Macchine” in termini di sicurezza relativamente al funzionamento dei motori ai fini della certificazione CE, è stata individuata una modalità di analisi delle misure che tiene conto del funzionamento storico dell’impianto e sono stati definiti specifici criteri di clusterizzazione degli impianti.

### 2.11.2 I dati relativi alla gestione delle misure nel 2018

Nel 2018 la gestione dei processi di incentivazione e di ritiro dell’energia elettrica ha confermato sostanzialmente il numero dei dati acquisiti e delle misure gestite nell’anno precedente, escluso il processo di MPE, per cui, sempre nel corso del 2018, è stata presa in carico l’attività di validazione dell’intero perimetro di misure interessate.

In sintesi, nel corso del 2018, sono state portate avanti le seguenti attività:

- sono stati gestiti i rapporti con oltre 170 GdR;
- sono state acquisite circa 23 mln di misure mensili (valori aggregati, per ciascun contratto, su base mensile dell’energia immessa, prodotta e prelevata dalla Rete);
- sono stati processati circa 2,5 mld di dati puntuali di misura (riferiti ai valori di dettaglio quattorari, orari, per fasce o monorari).

Si riportano di seguito alcuni numeri indicativi dei dati gestiti nel corso del 2018 relativamente ai processi di incentivazione, promozione e ritiro dell’energia da parte del GSE.

**TABELLA 47** - Quadro di riepilogo delle misure mensili acquisite nel periodo 2014-2018

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

**TABELLA 48** - Quadro di riepilogo dei dati puntuali di misura e fornitura processati nel periodo 2014-2018 [mln]

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

## 2.12 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 e-mail (CB<sup>2</sup>), 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 convenzioni 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 445/00 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 D.Lgs., 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.

### NOTE

<sup>2</sup> 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).

**TABELLA 49** - Evoluzione del numero di cambi di titolarità

MECCANISMO	ANNO RICEZIONE RICHIESTA CT					2018 % SUL TOTALE
	2014	2015	2016	2017	2018	
CE (*)	4.552	4.963	5.197	5.233	5.956	76%
SSP	332	541	864	1.244	1.550	20%
RID e TO	129	141	160	124	112	1%
Altri incentivi (FER-E, GRIN\CV, CB, CAR, GO)	ND	91	158	225	209	3%
<b>Totale</b>	<b>5.013</b>	<b>5.736</b>	<b>6.379</b>	<b>6.826</b>	<b>7.827</b>	

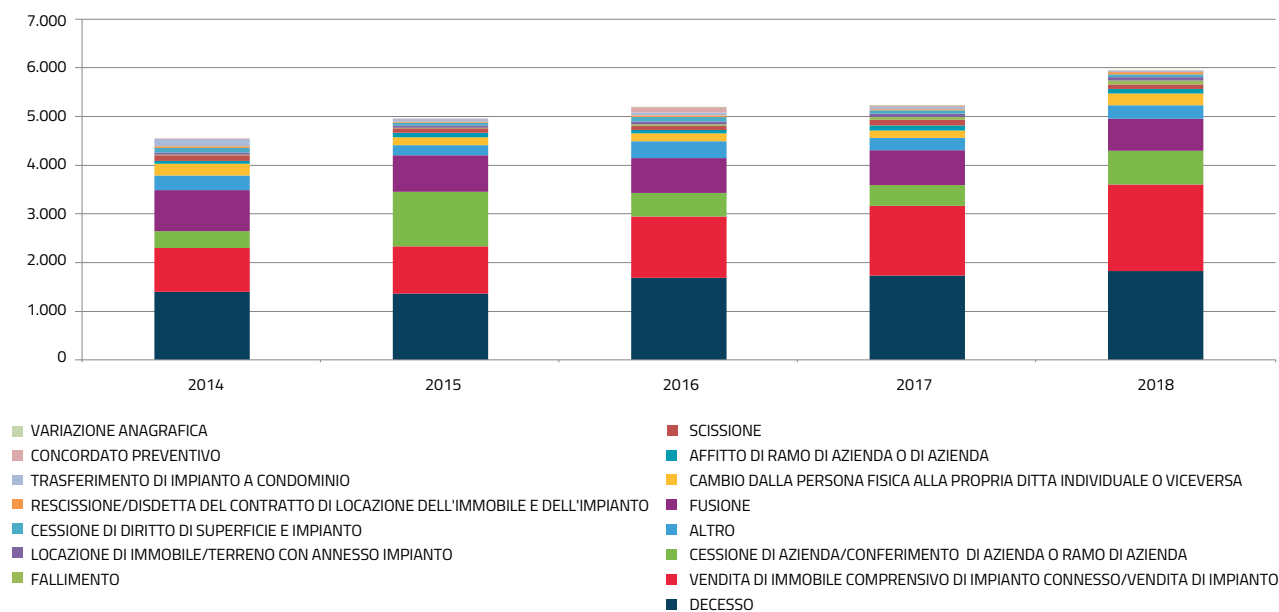
\* Include anche i cambi di titolarità delle convenzioni RID e SSP per impianti convenzionati in CE.



Nel corso 2018 si è registrato un incremento (+15%) delle richieste di variazioni titolarità più che doppio rispetto all'incremento registrato nel 2017 (+7%).

Relativamente agli impianti incentivati in CE le variazioni titolarità hanno interessato complessivamente 314 MW (per una taglia media di 53 kW) 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 CE





# PREVISIONE E VENDITA DELL'ENERGIA ELETTRICA

## CAPITOLO 3



In questo capitolo vengono illustrate le principali attività di previsione e vendita sul mercato IPEX<sup>1</sup> 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 D.M. 18/12/2008 e al D.M. 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.

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 le 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;
- 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;

#### NOTE

<sup>1</sup> Italian Power Exchange - Mercato Elettrico Italiano

- 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 le operazioni effettuate sui vari mercati.

Il GSE, nell'ambito delle attività volte alla valorizzazione dell'energia allocata sui mercati energetici, si occupa anche della gestione del rischio di sbilanciamento con l'obiettivo di ottimizzare le offerte nell'ottica di apportare un beneficio per la collettività.

### 3.2 ATTIVITÀ CORRELATE ALLA PARTECIPAZIONE AL MERCATO ELETTRICO

La partecipazione al mercato include altre attività. In particolare:

- la gestione di modelli di previsione dei prezzi che si formano sul MGP, sul MI e sui Mercati dei Servizi del Dispacciamento (MSD);
- l'ottimizzazione delle offerte sui mercati di riferimento (MGP e MI) inserite nel contratto di dispacciamento in immissione del GSE;
- 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 su 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 2018, relativa per circa il 74% a unità a fonte rinnovabile non programmabile, è stata pari a 30,6 TWh, e ha rappresentato il 10,4% dell'energia totale transitata in borsa (piattaforma IPEX del GME) pari a 295,6 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 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 di incentivazione e ritiro dell'energia sono in parte compensati dai ricavi provenienti dalla vendita dell'energia, che portano un beneficio alla componente tariffaria A<sub>50s</sub> (ex A3) e quindi alla collettività.

Nel 2018 il GSE ha collocato, attraverso la presentazione di offerte di acquisto e vendita giornaliere sul MGP e sui MI, circa 31 TWh di energia elettrica.

I ricavi complessivi ottenuti per l'anno 2018 sono stati pari a 1.845 mln€.

Nella tabella 1 è rappresentato il trend mensile del controvalore dei ricavi delle vendite di energia sul MGP per l'anno 2018, mentre in tabella 2 è rappresentato il controvalore dei ricavi delle vendite di energia sul MGP per l'anno 2018, con una ripartizione per ogni zona di mercato.

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

Mese /Anno 2018	Quantità vendute su MGP (GWh)	Ricavi MGP (mln€)
Gennaio	2.142	104
Febbraio	1.889	108
Marzo	2.482	139
Aprile	2.933	141
Maggio	3.170	170
Giugno	3.269	186
Luglio	3.141	195
Agosto	2.875	191
Settembre	2.433	184
Ottobre	2.204	161
Novembre	2.046	137
Dicembre	2.010	130
<b>Totale 2018</b>	<b>30.594</b>	<b>1.845</b>

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

Zona/Anno 2018	Quantità vendute su MGP (GWh)	Ricavi MGP (mln€)
CNOR	2.596	157
CSUD	3.218	191
NORD	15.439	936
SARD	5.030	307
SICI	1.129	73
SUD	3.183	181
<b>2018</b>	<b>30.594</b>	<b>1.845</b>

Per quanto riguarda le contrattazioni sui mercati MI per l'anno 2018 si fa presente che:

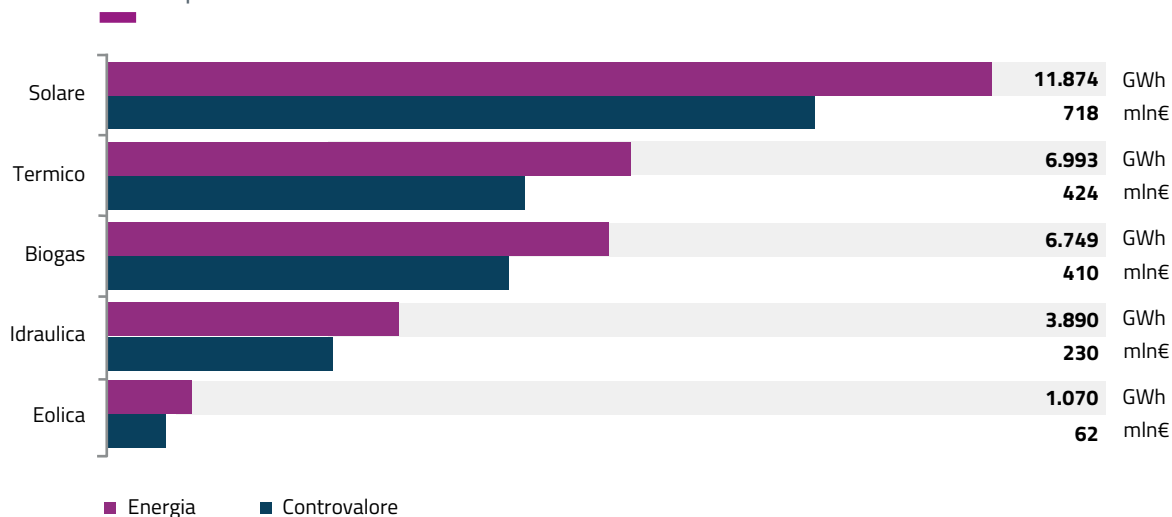
- il controvalore dell'energia venduta su MI è stato pari a 1,8 mln€ a fronte di 0,031 TWh;
- il costo dell'energia acquistata sullo stesso mercato è stato di 2,9 mln€ per 0,048 TWh.

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

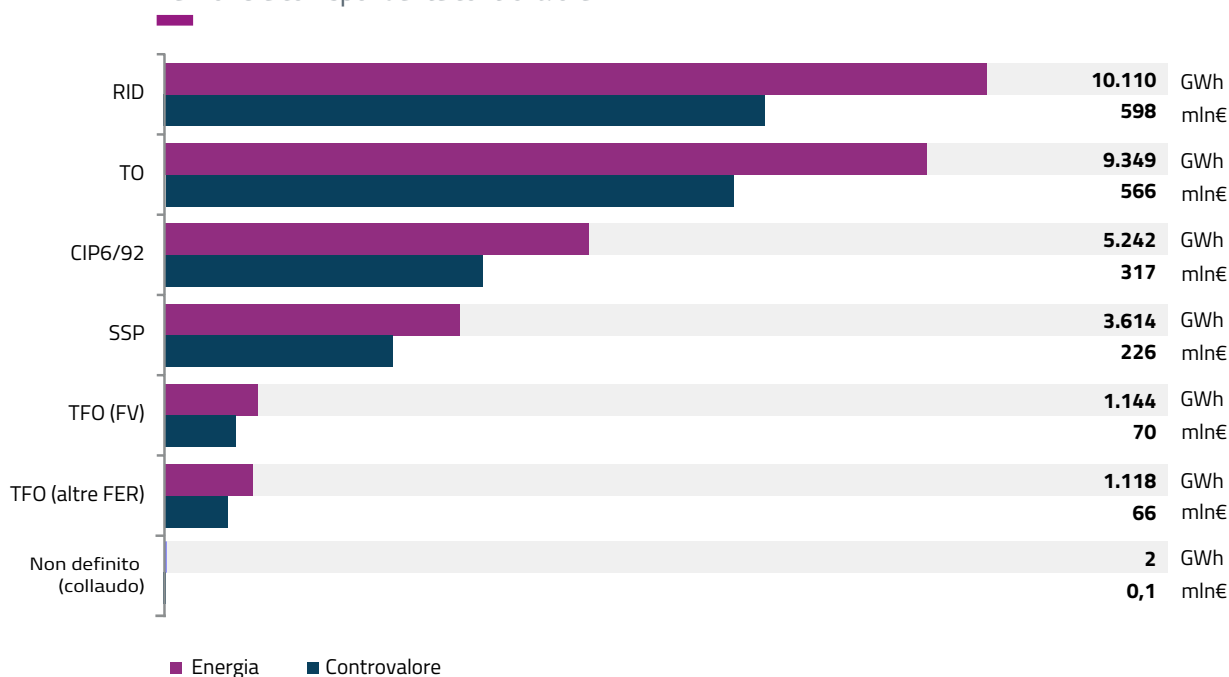
ANNO	Energia su MGP e MI [TWh]	Ricavi netti su MGP e MI [mln€]	Ricavo medio unitario (Ricavi netti/Energia) [€/MWh]	Prezzo d'acquisto (media PUN) [€/MWh]
2015	40	2.032	50,8	52,31
2016	36	1.486	41,3	42,78
2017	34	1.745	51,4	53,95
<b>2018</b>	<b>31</b>	<b>1.844</b>	<b>60,3</b>	<b>61,31</b>

Nei grafici che seguono 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 2018 e corrispondente controvalore



**FIGURA 2** - Suddivisione per meccanismo dell'energia collocata su MGP e MI nel 2018 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  $A_{505}$  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 2018, è così riassumibile:

- oneri di sbilanciamento totali pari a circa 1,4 mln€;
- quota residua penalizzante degli oneri di sbilanciamento pari a circa 0,9 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 (D.M. 6 luglio 2012 e D.M. 23 giugno 2016), tale quota residua è trasferita ai produttori, mentre per gli impianti che godono della TO tale quota residua resta in capo alla collettività. Dal punto di vista economico, per l'anno 2018 i dati sono stati i seguenti:

- oneri di sbilanciamento totali pari a circa 2,1 mln€ a favore del GSE;
- quota residua penalizzante degli oneri di sbilanciamento pari a circa 0,4 mln€, di cui 0,1 mln€ a carico dei produttori e 0,3 mln€ per la componente  $A_{505}$ ;
- quota residua media di sbilanciamento pari a 0,21 €/MWh.

Per quanto riguarda gli impianti non programmabili non rilevanti (punto di dispacciamento Y), la quota residua media di sbilanciamento è stata pari a 1,05 €/MWh.

Per quanto riguarda gli impianti non programmabili rilevanti in RID, per l'anno 2018 i dati sono stati i seguenti:

- oneri di sbilanciamento totali pari a circa 1,1 mln€;
- quota residua penalizzante degli oneri di sbilanciamento pari a circa 1,3 mln€;
- quota residua media di sbilanciamento pari a 2,67 €/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 2018, l'energia acquistata sul MGP è stata pari a circa 5,9 TWh, per un controvalore di circa 378 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 luglio 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.

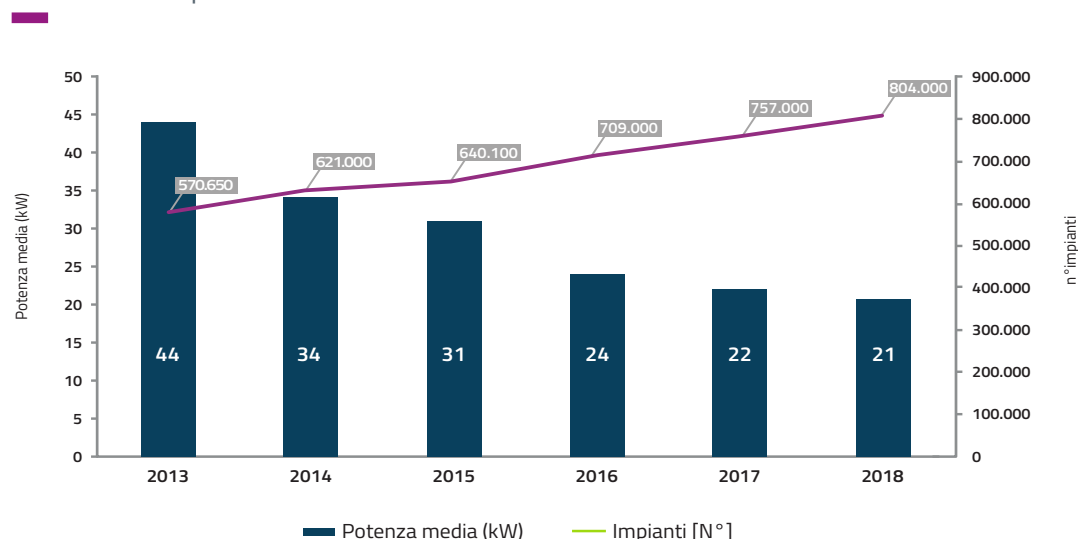
I sistemi previsionali del GSE effettuano la previsione dell'energia immessa in rete dagli impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili (principalmente unità fotovoltaiche, eoliche e idroelettriche ad acqua fluente) sia rilevanti che non rilevanti. Tali sistemi previsionali mettono a disposizione 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 2018 è stato di circa 804.000 impianti e 16,7 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 (nel 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 nel caso degli aggregati zionali), 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 2018, 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 2013-2018 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.

Il GSE dispone di un sistema di metering, per la telelettura di un campione rappresentativo di impianti non rilevanti, che consente di ottenere delle rilevazioni quasi in tempo reale. Tali dati di misura vengono utilizzati al fine di:

- produrre giornalmente la previsione di energia immessa in rete dalle unità idroelettriche ad acqua fluente;
- stimare le curve orarie di misura dell'energia immessa in rete dagli impianti non rilevanti;
- verificare l'effettiva producibilità degli impianti durante specifiche condizioni meteo, con lo scopo di calcolare opportuni coefficienti correttivi da applicare alle curve previsionali, al fine di ridurre gli sbilanciamenti di energia;
- modificare i coefficienti correttivi delle offerte nei tempi utili alla generazione delle previsioni per il giorno  $n+1$ , in funzione delle previsioni meteorologiche più aggiornate;
- analizzare le particolari condizioni meteo (nebbia, neve, ecc.) o di indisponibilità tecnica (manutenzione, guasti, ecc.), che potrebbero influenzare la producibilità degli impianti;
- valutare la migliore previsione tra quelle disponibili (modelli fisici, statistici e ibridi) sulla base del monitoraggio giornaliero e di breve/medio periodo.

Nel 2018 l'attività di ottimizzazione delle previsioni ha consentito di realizzare un miglioramento della performance dei modelli rispetto al 2017.

### 3.7.1 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 produzioni alimentate da fonti rinnovabili non programmabili ha come obiettivo 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. 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.

Inoltre, attraverso il sistema di telelettura è possibile effettuare un monitoraggio continuo 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.

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 2018 il GSE ha continuato a ridurre l'errore medio di sbilanciamento a seguito del continuo miglioramento delle attività di previsione e vendita dell'energia elettrica sui mercati. Tale ottimizzazione può consentire di ridurre, a beneficio della collettività, l'onere degli sbilanciamenti e quindi la componente  $A_{505}$ .

Nell'anno 2018 il GSE ha migliorato le proprie performance di previsione dell'energia immessa in rete dalle UP del proprio contratto di dispacciamento, riducendo di circa 3 punti percentuali l'errore medio dello sbilanciamento, rispetto all'anno precedente per le UP non programmabili.

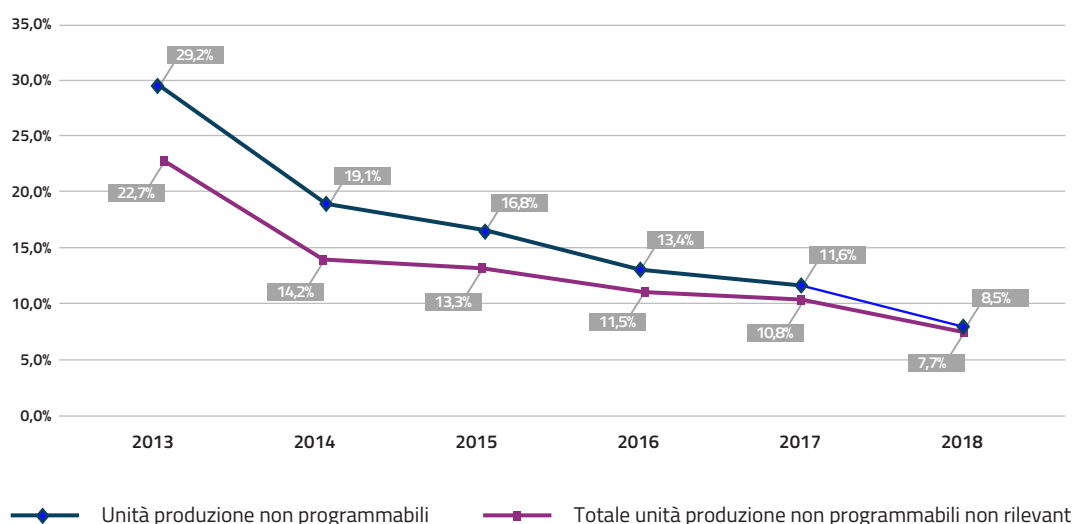
Tali risultati sono stati ottenuti principalmente grazie alle seguenti attività:

- ottimizzazione dei dati di alimentazione dei modelli previsionali (radiazione, dati fonte primaria, misure, ecc.);
- continuo fine-tuning del profilo di energia da collocare ora per ora sul mercato sulla base dei dati di misura a consuntivo ricevuti dal settlement;
- implementazione di nuovi algoritmi di previsione di impianti non rilevanti non programmabili;
- ottimizzazione del sistema di rilevazione dei dati di misura;
- ottimizzazione delle offerte sui mercati con l'obiettivo di minimizzare lo sbilanciamento di energia.

Nel corso del 2018 il GSE ha conseguito uno sbilanciamento assoluto su misura del 8,5% complessivo per tutte le UP non programmabili del proprio contratto di dispacciamento e uno sbilanciamento assoluto su misura del 7,7% relativamente alle UP non programmabili non rilevanti.

Nella figura seguente si evince come nel corso degli ultimi 5 anni (dal 2014 al 2018) l'errore medio (calcolato come rapporto tra lo sbilanciamento assoluto e la misura) di tutte le unità non programmabili è stato ridotto dal GSE di oltre il 55%, passando da un valore di oltre il 19% nel 2014 a circa l'8,5% nel 2018. Relativamente alle UP non programmabili non rilevanti, nel corso degli ultimi 5 anni l'errore medio è stato ridotto dal GSE di oltre il 45%, passando da un valore di oltre il 14% nel 2014 a circa il 7,7% nel 2018.

**FIGURA 4** - Evoluzione incidenza percentuale degli sbilanciamenti assoluti sulla misura\*



\* I valori tengono conto dei conguagli effettuati da Terna dal 2013 al 2018 (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 mancata produzione.

#### Calcolo energetico consuntivo 2018

Il calcolo energetico della MPE relativo al 2018, per le unità di produzione aventi nel corso dell'anno 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.

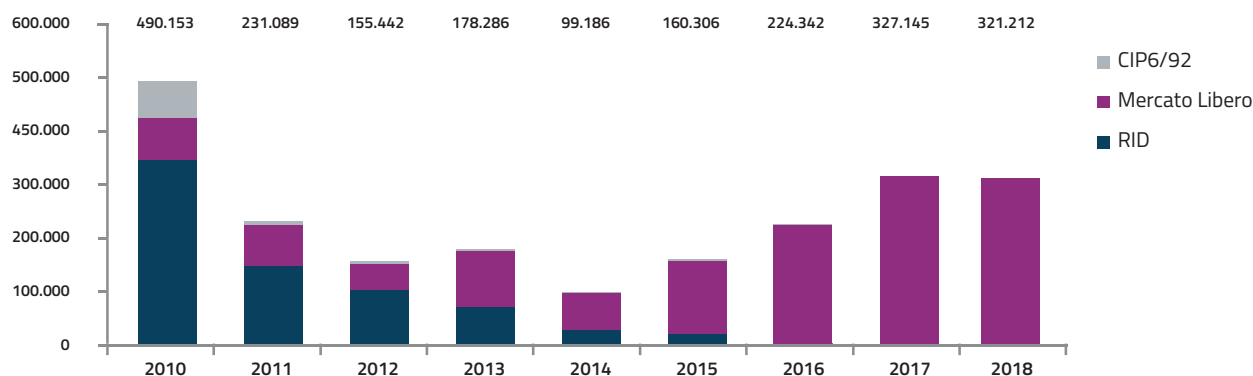
Nella tabella 4 è mostrato il valore energetico MPE, con il dettaglio del regime commerciale delle unità di produzione dispacciate da Terna. Come si può notare, l'energia oggetto di MPE per le unità di produzione convenzionate RID e CIP6/92 è, rispettivamente, 5,1 GWh e 0,003 GWh, mentre la maggior parte della MPE è relativa a unità operanti sul mercato libero (circa 316 GWh).

**TABELLA 4** - Valore energetico MPE per regime di ritiro dell'energia immessa in rete dalle unità di produzione nel 2018 [MWh]

Regime commerciale	MPE
RID	5.093
Mercato Libero	316.115
CIP6/92	3
<b>Totale</b>	<b>321.212</b>

Il controvalore delle partite energetiche MPE riferite alle unità convenzionate RID e CIP6/92 si attesta per il 2018 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 avuto una forte riduzione nel 2014 per poi risalire fino a far registrare nel 2018 valori più alti rispetto a quelli del 2011.

**FIGURA 5** - Evoluzione dell'energia relativa alla mancata produzione eolica suddivisa per regime commerciale [MWh]**TABELLA 5** - Evoluzione nel tempo dell'energia relativa alla mancata produzione eolica suddivisa per regime commerciale [MWh]\*

Regime commerciale	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
RID	348.375	147.550	104.872	73.260	30.107	21.817	3.608	2.288	5.093
Mercato Libero	72.995	73.800	44.471	102.840	68.105	136.160	218.967	324.808	316.115
CIP6/92	68.783	9.739	6.099	2.185	975	2.330	1.767	48	3
<b>Totale</b>	<b>490.153</b>	<b>231.089</b>	<b>155.442</b>	<b>178.286</b>	<b>99.186</b>	<b>160.306</b>	<b>224.342</b>	<b>327.145</b>	<b>321.212</b>

\* I valori tengono conto di tutti i conguagli effettuati da Terna dal 2010 al 2018 (SEM1 e SEM2)

# 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  $A_{SOS}$ , 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  $A_{SOS}$  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  $A_{SOS}$ , 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  $A_{SOS}$  "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 2018 per un eventuale aggiornamento dei valori.

## 4.1 ONERI DI INCENTIVAZIONE NEL 2018

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

I costi sostenuti dal GSE nel 2018 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 e una piccola quota residua di ritiro di CV;
- 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 incentivazione e ritiro dell'energia elettrica (TO ai sensi dei vari Decreti; CIP6/92, RID, SSP).

Per l'anno 2018 i costi sostenuti dal GSE ammontano complessivamente a un valore pari a circa 13,4 mld€. Di seguito vengono descritte le principali voci di costo per ciascuna partita energetica. Il costo per l'incentivazione dei circa 20,2 TWh di energia relativi agli impianti fotovoltaici che hanno avuto accesso ai vari CE è stato nel 2018 pari a circa 5,9 mld€.

A fronte di circa 27,7 TWh di energia relativa all'incentivo sostitutivo dei CV sono stati erogati 3,0 mld€ a cui si aggiungono circa 0,1 mld€ di costo relativo al ritiro di CV di competenze precedenti. Nel 2018 il GSE ha ritirato circa 9,0 TWh di energia in TO. Il costo corrispondente è stato pari a circa 2,4 mld€. L'energia CIP6/92 ritirata nell'anno 2018 è stata pari a 5,2 TWh, con un costo complessivo di circa 0,6 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 0,3 mld€. Nei prossimi anni il costo relativo al ritiro dell'energia CIP6/92 si ridurrà per la progressiva scadenza del periodo incentivante delle convenzioni.

In relazione ai DD.MM. 6 luglio 2012 e 23 giugno 2016, il GSE ha provveduto al ritiro e all'incentivazione di 5,9 TWh di energia con un relativo costo di circa 0,6 mld€.

All'acquisto dell'energia tramite il meccanismo del RID, relativo nel 2018 a 10,5 TWh, è corrisposto un costo di circa 0,6 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.

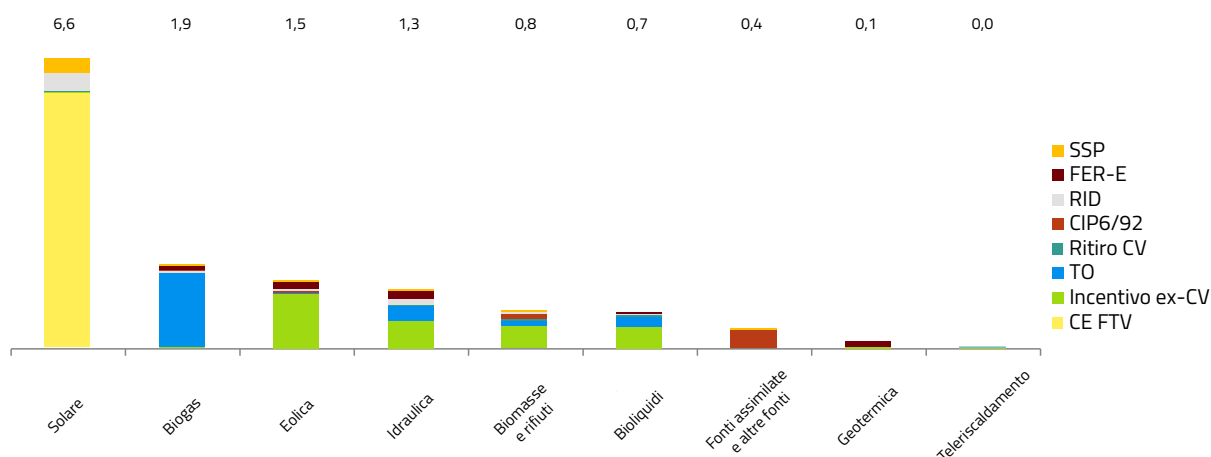
**TABELLA 1** - Costo di incentivazione 2018 per fonte e regime commerciale (mln€)

Fonte/Meccanismo	CE FTV	INCENTIVO EX-CV	TO	RID CIP6/92 <sup>1</sup>	FER-E	SSP	RITIRO CV	TOTALE
Solare	5.868	0		402	-	-	313	6.583
Biogas		67	1.684	20	2	114	0	1.889
Eolica		1.240	7	36	1	209	0	1.528
Idraulica		625	321	144	-	179	0	1.301
Biomasse e rifiuti		513	100	9	152	61	0	847
Bioliquidi		464	252	4	-	0	13	733
Fonti assimilate e altre fonti				16	422		2	440
Geotermica		86				11	0	102
Teleriscaldamento		10					7	17
<b>Totale</b>	<b>5.868</b>	<b>3.006</b>	<b>2.364</b>	<b>630</b>	<b>577</b>	<b>574</b>	<b>314</b>	<b>13.440</b>

<sup>1</sup> Include il costo, pari a 7,4 mln€, relativo all'erogazione dei PMG per l'energia di impianti sul mercato libero.



**FIGURA 1** - Costo di incentivazione 2018 per fonte e regime commerciale [mld€]



Si osserva come nel 2018 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

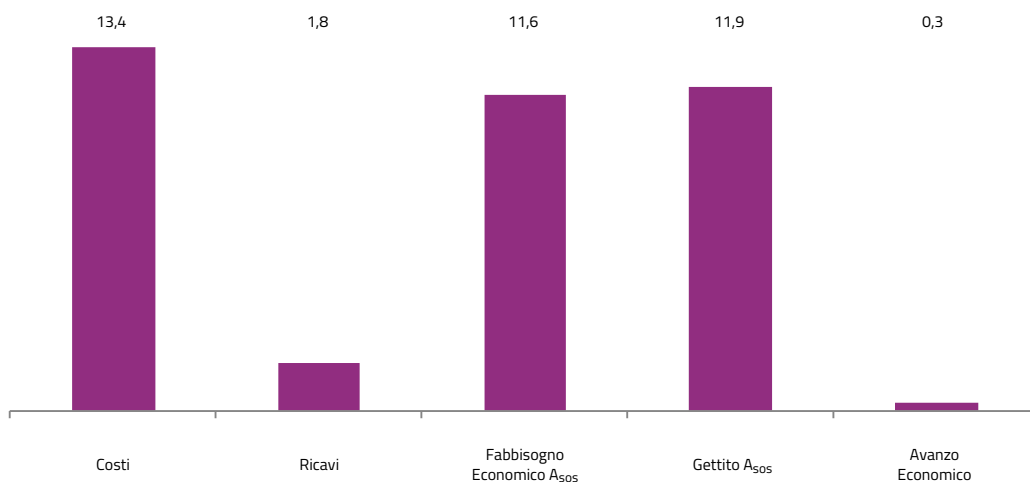
Come indicato in precedenza, i costi sostenuti dal GSE per l'erogazione degli incentivi sono in parte compensati dai ricavi provenienti dalla vendita sul mercato dell'energia elettrica ritirata.

Nel 2018 il GSE ha collocato, attraverso la presentazione di offerte di acquisto e vendita giornaliere su MGP e sui MI, 30,6 TWh di energia elettrica. I ricavi complessivi ottenuti per l'anno 2018 sono stati pari a 1,8 mld€.

#### 4.1.3 Fabbisogno economico e gettito della componente A<sub>SOS</sub>

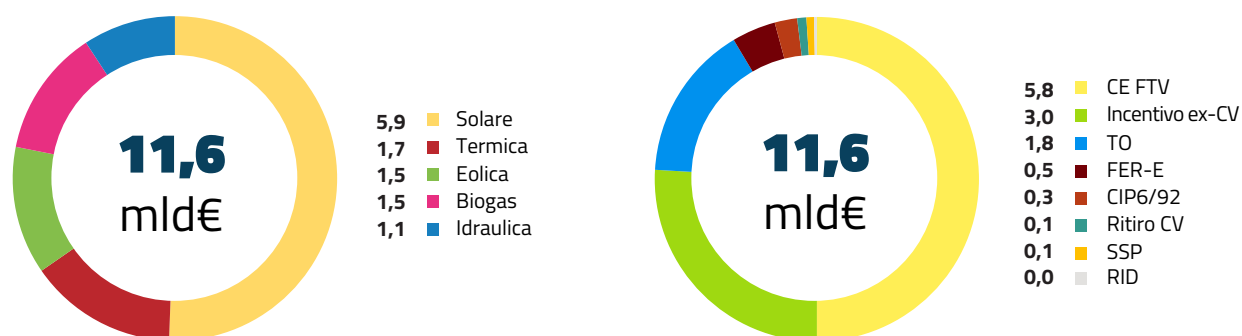
Per il 2018, la differenza tra costi (circa 13,4 mld€) e ricavi (circa 1,8 mld€) ha determinato un onere e, dunque, un fabbisogno economico della componente A<sub>SOS</sub>, pari a 11,6 mld€. Il gettito A<sub>SOS</sub> versato dai distributori connessi alla rete di trasmissione nazionale per l'anno 2018 è stato pari a circa 11,9 mld€. Pertanto, per l'anno 2018 è rilevato un lieve avanzo economico.

**FIGURA 2** - Fabbisogno economico e gettito della componente A<sub>SOS</sub> nel 2018 [mld€]



Si riporta di seguito una stima della ripartizione del fabbisogno  $A_{SOS}$  relativo al 2018 per fonte e regime commerciale. La fonte solare risulta quella che incide maggiormente sul fabbisogno economico. Nella fonte termica rappresentata nella figura seguente sono incluse le bioenergie (eccetto il biogas), il geotermico e altre fonti termoelettriche.

**FIGURA 3** - Fabbisogno  $A_{SOS}$  2018 per fonte e regime commerciale [mld€]



Ipotizzando di utilizzare le aliquote stabilite attraverso la Delibera 475/2018/R/com, che aggiorna la componente tariffaria  $A_{SOS}$  per l'ultimo trimestre 2018, la spesa annua per la  $A_{SOS}$  può essere ridistribuita su una platea di clienti tipo, secondo quanto indicato nella tabella seguente.

**TABELLA 2** - Stima dell'onere  $A_{SOS}$  a carico degli utenti finali [€/anno]

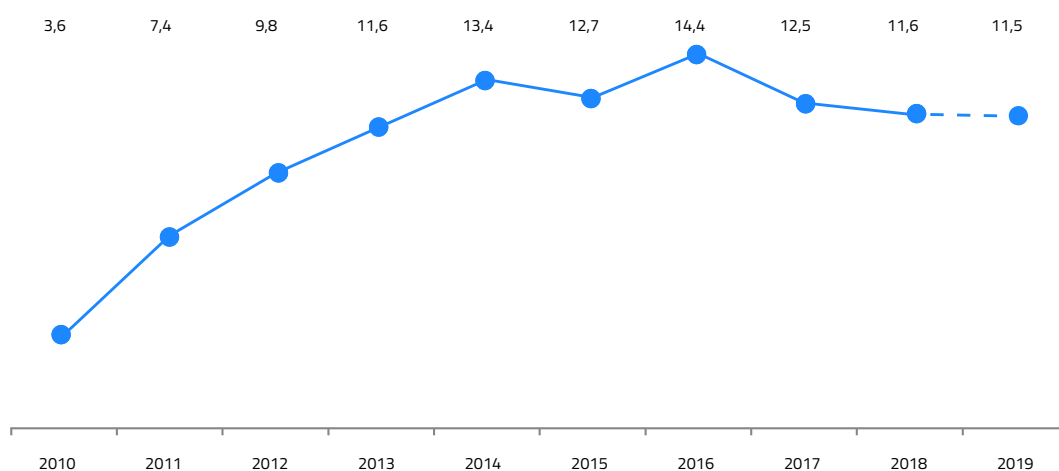
Cliente tipo	€/anno
Domestico residente con consumi per 2.640 kWh/anno	84
Domestico non residente con consumi per 3.500 kWh/anno	258
In bassa tensione con 10 kW di potenza e consumi per 15.000 kWh/anno	814
In media tensione con 500 kW e 2.000 h/anno di utilizzazione	48.043
In alta tensione con 3 MW di potenza 2.500 h/anno di utilizzazione	362.253

## 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 2018 il fabbisogno economico  $A_{505}$  si è attestato sugli 11,6 mld€, in decremento rispetto ai 12,5 mld€ del 2017. La diminuzione è ascrivibile a diversi fattori, tra cui in primo luogo la riduzione della produzione fotovoltaica a seguito del minor irraggiamento, solo parzialmente compensata dall'incremento della produzione idroelettrica; a ciò si aggiungono le scadenze di impianti ex CV e CIP6/92, oltre ai maggiori ricavi dovuti all'aumento del prezzo dell'energia elettrica.

Per il 2019 si prevede un lieve decremento del fabbisogno economico, stimabile in via preliminare in circa 11,5 mld€, nell'ipotesi di un prezzo dell'energia elettrica 2019 pari a 59,5 €/MWh. La diminuzione è da imputare principalmente alla naturale scadenza delle convenzioni CIP6/92 e di quelle relative all'incentivazione dell'energia prodotta netta sostitutiva dei CV.

**FIGURA 4** - Evoluzione del fabbisogno economico  $A_{505}$  e stima al 2019 [mld€]



## 4.3 SCENARI DI LUNGO TERMINE

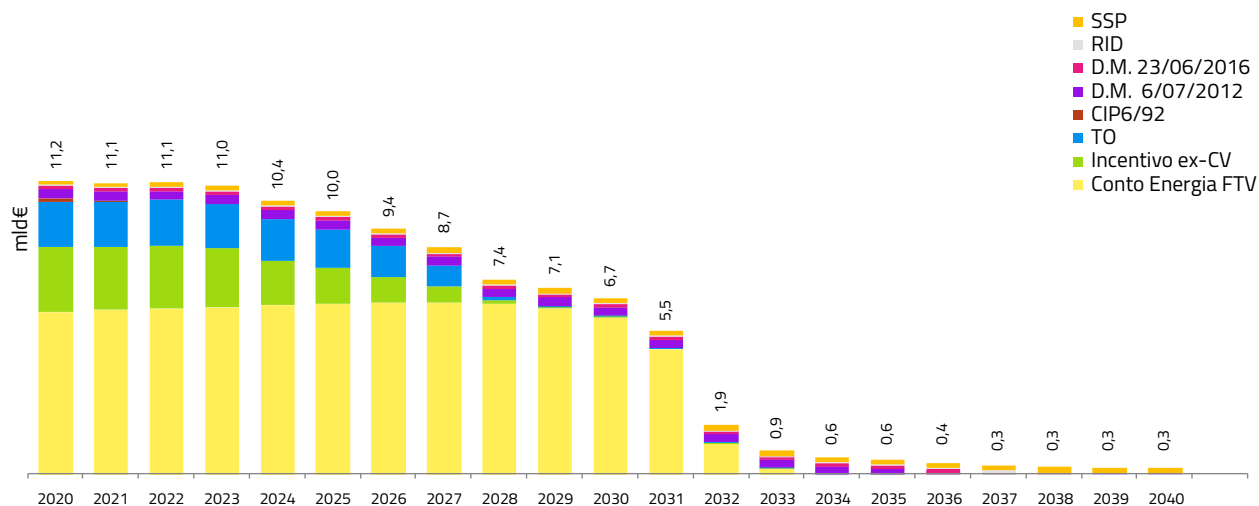
L'onere di incentivazione è determinato da un insieme di contributi, relativi ai diversi schemi di supporto, ciascuno avente specifiche caratteristiche in termini di entità e durata dell'incentivo. Accanto a incentivi che devono ancora dispiegare buona parte dei loro effetti economici, quali il D.M. 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 del D.M. 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, intorno a 60 €/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 2040.

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

**FIGURA 5** - Scenario di lungo termine del fabbisogno di incentivazione A<sub>S05</sub>



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; 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.

# 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 concorrenziali);
- 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 2018. 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 gennaio 2016 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'esito positivo della valutazione ha confermato 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.

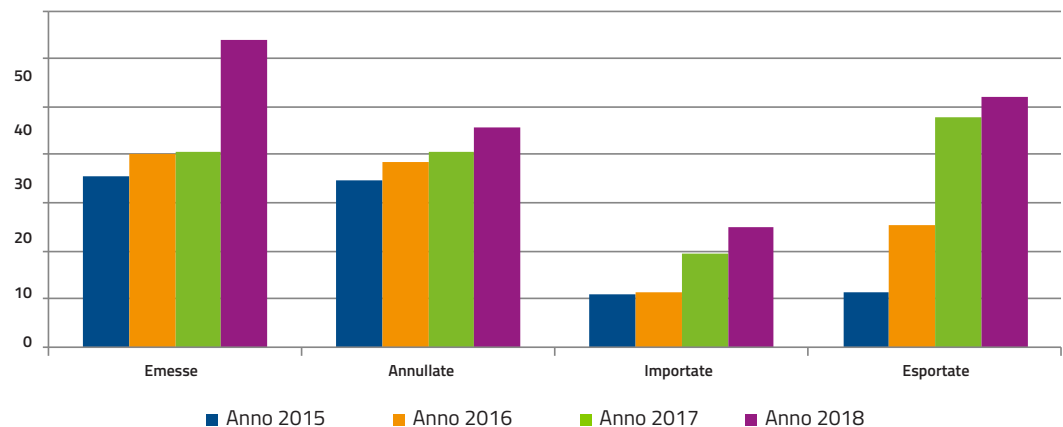
L'annullamento delle GO è consentito esclusivamente alle imprese di vendita ai fini della determinazione del proprio mix di approvvigionamento e, a partire dal 2012, ai sensi di quanto disposto dall'ARERA con la Delibera ARG/elt 104/2011, per comprovare l'origine rinnovabile dell'energia elettrica venduta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

Al 31 dicembre 2018 sono risultati qualificati IGO 2.700 impianti (1.475 nel 2017), per complessivi 32 GW di potenza. Tale crescita ha portato a un aumento significativo delle emissioni dei titoli che, nel corso dell'anno, per 2.063 impianti, si sono attestate a quasi 64 mln, di cui 17,7 mln relativi alle produzioni del 2017 e 46,2 del 2018. 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 - 2018

	<b>Emesse</b>	<b>Annullate</b>	<b>Importate</b>	<b>Esportate</b>
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
<b>Anno 2018</b>	<b>63.990.852</b>	<b>45.885.415</b>	<b>24.955.966</b>	<b>52.250.376</b>

**FIGURA 1** - Movimentazione delle GO effettuate negli anni 2015 - 2018 [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 2018 - in cui sono state scambiate GO relative sia alla produzione 2017 sia alla produzione 2018 - è stata registrata l'offerta di 27.305.777 GO e la vendita di 25.394.289 titoli, per un controvalore economico pari a oltre 35 mln€ (dato quest'ultimo in netto incremento rispetto all'anno precedente che aveva osservato un controvalore economico di 11,6 mln€ a fronte della vendita di 28.003.380 GO).

## 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 pre-consuntivo), 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".

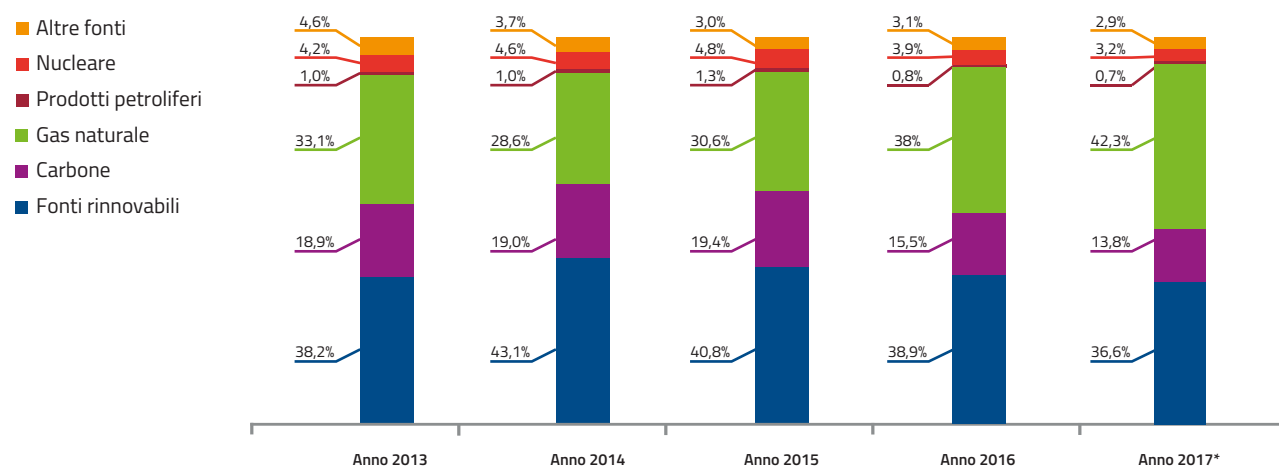
All'energia elettrica importata il GSE assegna un mix energetico europeo rielaborato sulla base di dati Eurostat.

**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 2017

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

(\*) dato di pre-consuntivo.

**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 2017



(\*) dato di pre-consuntivo.

### 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 2017 sono risultate 774 offerte verdi delle imprese di vendita (684 nel 2016). 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 2018.

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 approvvisionata e il prezzo medio di negoziazione delle GO registrato dal GME. Eventuali ulteriori inadempienze sono segnalate all'ARERA per le azioni di propria competenza.

The image features a modern architectural setting with a large, textured concrete wall on the left and a series of white, cantilevered walkways or balconies extending across the middle ground. The sky is a pale, overcast blue. A prominent white rectangular box is centered in the image, containing the word "EFFICIENZA" in bold, white, uppercase letters. A network of thin white lines connects several points: one on the concrete wall, one at the top of the white box, one on the right side of the white box, one on the right side of the walkway, and one on the ground in the foreground. The overall color palette is dominated by various shades of blue and grey, with the white box and lines providing a sharp contrast.

**EFFICIENZA**

# 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, 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. 102/14, 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 teleaffrescamento 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. 20/07 come integrato dal D.M. 4 agosto 2011. Il D.Lgs. 20/07, 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 del 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 abbinate a reti di teleriscaldamento, nel rispetto dei requisiti previsti dalla normativa specifica;
- la possibilità di essere classificati come Sistemi Semplici di Produzione e Consumo (SSPC).

Nel corso del 2018, relativamente alla produzione 2017 e alle richieste di valutazione preliminare, per 1.830 unità di produzione sono state presentate 1.868 richieste (nel 2017 furono ricevute 1.726 richieste, registrandosi dunque un incremento superiore all'8% nell'ultimo anno), di cui:

- 637 richieste per il solo riconoscimento del funzionamento dell'unità in regime CAR;
- 1.187 per l'accesso al regime di sostegno dei CB, ai sensi del D.M. 5 settembre 2011;
- 33 per il riconoscimento alle unità qualificate di cogenerazione abbinate a una rete di teleriscaldamento ai sensi del D.M. 24 ottobre 2005;
- 11 richieste (associate a 11 unità), ritenute improcedibili poiché presentate non conformemente a quanto stabilito dalla normativa.

L'ambito di analisi si riferisce, quindi, a 1.830 unità e 1.857 richieste.

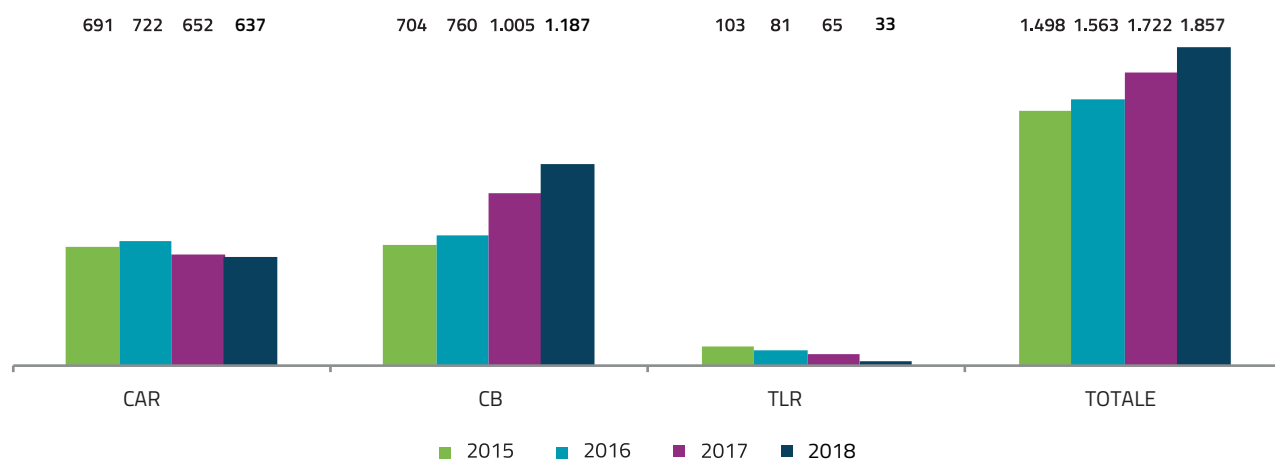
Focalizzando l'attenzione sulle richieste presentate negli ultimi quattro anni, 2015-2018, si nota un incremento nel numero complessivo di circa il 25% (4% tra il 2015 e il 2016, 10% tra il 2016 e il 2017 e 8% tra il 2017 e il 2018). Le richieste per il solo riconoscimento del funzionamento delle unità in regime CAR hanno avuto un decremento del 24% negli ultimi quattro anni. Nonostante un aumento del 4% tra il 2015 e il 2016,

si è registrato un calo complessivo del 12% tra il 2016 e il 2018, 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 70% (8% tra il 2015 e il 2016, 32% tra il 2016 e il 2017 e 15% tra il 2017 e il 2018).

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 del 68% (-21% tra il 2015 e il 2016, -20% tra il 2016 e il 2017 e -97% tra il 2017 e il 2018). 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 2015-2018

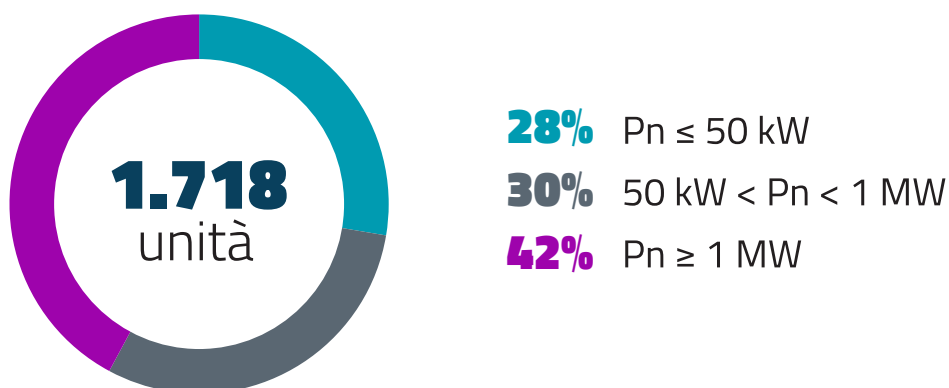


Le unità per le quali è stata presentata richiesta a consuntivo sono 1.718, per una capacità di generazione complessiva pari a 7.725 MW. Tali unità hanno prodotto nel 2017 circa 35 TWh elettrici e 27 TWh termici, consumando combustibile per complessivi 82 TWh.

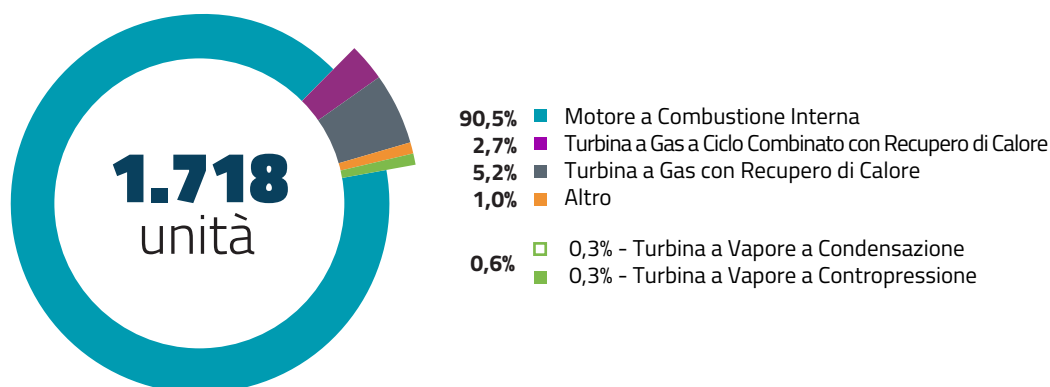
Esaminando le caratteristiche degli impianti, relative alle richieste presentate per la produzione 2017, si nota che più della metà degli stessi ha una potenza inferiore a 1 MW (piccola cogenerazione) e la sola micro-cogenerazione (potenza inferiore a 50 kW) rappresenta il 28% del totale. Non mancano, infine, esempi di grandi impianti di solito ubicati all'interno di importanti siti industriali. Per il 90% 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 2018 è stata presentata richiesta a consuntivo [100% = 1.718 unità]



**FIGURA 3** - Suddivisione in base alla tecnologia delle unità di cogenerazione per le quali nel 2018 è stata presentata richiesta a consuntivo [100% = 1.718 unità]



**FIGURA 4** - Capacità di generazione delle unità per le quali nel 2018 è stata presentata richiesta a consuntivo, in funzione della tecnologia [100% = 7.725 MW]





**TABELLA 1** - Capacità di generazione installata nelle unità di cogenerazione per le quali nel 2018 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	37,0	0,0	0,0	0,0	29,6	28	95
Basilicata	0,0	32,7	0,0	0,0	6,5	0	39
Calabria	0,0	4,4	0,0	0,0	8,0	0	12
Campania	0,0	14,4	0,0	0,0	49,9	0	64
Molise	0,0	0,0	0,0	0,0	10,7	0	11
Puglia	4,9	7,1	0,0	0,0	13,8	0	26
Sardegna	0,0	0,0	0,0	0,0	1,2	0	1
Sicilia	515,4	0,0	0,0	0,0	13,6	216	745
<b>Totale sud e isole</b>	<b>557,4</b>	<b>58,6</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>133,4</b>	<b>244</b>	<b>993</b>
Lazio	114,0	11,6	0,0	0,0	126,6	2	254
Marche	28,9	7,5	0,0	0,0	19,3	0	56
Toscana	140,2	59,9	0,0	0,0	77,4	1	278
Umbria	0,0	10,6	0,0	0,0	24,4	0	35
<b>Totale centro</b>	<b>283,1</b>	<b>89,6</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>247,7</b>	<b>3</b>	<b>623</b>
Emilia Romagna	188,2	78,1	0,0	17,8	249,8	0	534
Friuli Venezia Giulia	113,6	12,7	0,0	0,0	78,3	21	226
Liguria	30,0	13,6	0,0	0,0	23,3	24	91
Lombardia	1.446,0	96,1	61,0	188,7	466,5	3	2.261
Piemonte	2.176,3	68,7	0,0	0,0	214,6	2	2.462
Trentino Alto Adige	113,0	19,7	1,0	0,0	48,5	0	183
Valle d'Aosta	0,0	0,0	0,0	0,0	7,6	0	8
Veneto	69,1	27,0	13,2	17,7	215,8	2	345
<b>Totale nord</b>	<b>4.136,3</b>	<b>316,0</b>	<b>75,2</b>	<b>224,2</b>	<b>1.304,4</b>	<b>52</b>	<b>6.108</b>
<b>Totale</b>	<b>4.977</b>	<b>464</b>	<b>75</b>	<b>224</b>	<b>1.686</b>	<b>299</b>	<b>7.725</b>

## 6.2 I CERTIFICATI BIANCHI

I 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 CB, introdotto dai DD.MM. del 24 aprile 2001, successivamente modificati dai DD.MM. del 20 luglio 2004 e aggiornati dal D.M. del 21 dicembre 2007, 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 GME o attraverso transazioni bilaterali.

Il meccanismo è stato aggiornato dal D.Lgs. n. 115 del 30 maggio 2008 e, successivamente, è stato ulteriormente rivisto coerentemente con l'evoluzione legislativa e, soprattutto, alla luce dei sempre più importanti obiettivi di risparmio energetico a cui il meccanismo è chiamato a contribuire. Il D.M. 28 dicembre 2012, le relative Linee Guida EEN 9/11 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.

Il D.M. 28 dicembre 2012 ha assegnato al GSE la responsabilità della gestione della valutazione dei progetti di efficienza, introducendo altresì rilevanti aggiornamenti soprattutto in merito alla possibilità di rendicontare risparmi conseguibili esclusivamente attraverso progetti nuovi o in corso di realizzazione e vietando il cumulo dei CB con altri incentivi statali. Le Linee Guida EEN 9/11, fra le altre disposizioni, hanno modificato la modalità di riconoscimento dei titoli con l'introduzione del fattore di durabilità tau, anticipando nei primi 5 anni di vita utile i risparmi conseguibili nel corso dell'intera vita tecnica dell'intervento.

Successivamente, il D.Lgs. 102/2014, che recepisce nell'ordinamento 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 che il meccanismo dei CB dovrà garantire il raggiungimento del 60% di tale obiettivo.

Per illustrare le principali linee di indirizzo per il potenziamento del meccanismo dei CB, il MiSE, in collaborazione con ENEA, RSE e GSE, ha predisposto un documento di consultazione, avviando il 31 luglio 2015 una consultazione pubblica con l'obiettivo di raccogliere le osservazioni e le proposte in merito al processo di revisione del sistema dei TEE.

Il D.M. 22 dicembre 2015 ha revocato le schede tecniche 40E, 47E, 36E e 21T e aggiornato la scheda 22T alla luce degli orientamenti dell'Unione Europea sugli 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. A seguito della consultazione pubblica, del parere 784/2016/1/efr del 22 dicembre 2016 dell'ARERA e del parere della Conferenza Unificata delle Regioni espresso nel dicembre 2016, è stato emanato il D.M. 11 gennaio 2017 che, oltre a definire i nuovi obiettivi quantitativi nazionali annui di risparmio energetico per il periodo 2017-2020, stabilisce le modalità di realizzazione dei progetti di efficienza energetica per l'accesso al meccanismo dei CB a partire dal 4 aprile 2017.

**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.

Al fine di ottemperare agli obiettivi quantitativi nazionali di risparmio, il meccanismo prevede l'assegnazione di obblighi di risparmio di energia primaria in capo ai soggetti obbligati, definiti in milioni di CB, da conseguire nel periodo 2017-2020.

Il D.M. 11 gennaio 2017:

- a. stabilisce le nuove Linee Guida per la preparazione dei progetti di efficienza energetica e per la definizione dei criteri e delle modalità per il riconoscimento dei CB;
- b. individua i soggetti ammessi al meccanismo;
- c. introduce misure per potenziare l'efficacia complessiva del meccanismo dei CB, anche mediante forme di semplificazione amministrativa;
- d. definisce la metodologia di valutazione e certificazione dei risparmi conseguiti e le modalità di riconoscimento dei CB, introducendo la metodologia di valutazione per i progetti standardizzati "PS";
- e. introduce misure volte a favorire l'adempimento degli obblighi previsti;
- f. aggiorna le disposizioni in materia di controllo e verifica dell'esecuzione tecnica ed amministrativa dei progetti ammessi al meccanismo ed il relativo regime sanzionatorio.

Possono presentare progetti per il riconoscimento dei CB sia i soggetti obbligati (distributori di energia elettrica e gas con più di 50.000 clienti finali) e le società da essi controllate, sia i distributori di energia elettrica e gas non soggetti all'obbligo. Sono inoltre titolati alla presentazione dei progetti: le società di servizi energetici (ESCo) certificate secondo la norma UNI CEI 11352, i soggetti pubblici o privati che abbiano nominato un esperto in gestione dell'energia (energy manager) certificato secondo la norma UNI CEI 11339, i soggetti in possesso di un sistema di gestione dell'energia certificato in conformità alla norma ISO 50001.

Successivamente, 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 CB 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 CB prevista;
- f. sono aggiornati:
  - i criteri di cumulabilità dei CB 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.

## 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'Autorità 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 2018 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 2017, pubblicando altresì sul proprio sito internet gli obblighi per il 2018 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.

A integrazione delle specifiche attività previste dai Decreti nel corso del 2018, infatti, il GSE ha pubblicato documenti sui temi tecnici rilevanti e ha proseguito nell'attivazione di incontri con gli operatori e le associazioni del settore industriale, 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. L'attivazione di tavoli tecnici è stata utile per sottoporre al MiSE una guida operativa per la presentazione dei progetti.

A corredo di tale attività, il GSE ha pubblicato documenti tecnici utili al fine di supportare gli operatori nella presentazione delle istanze. Tra di essi si segnala lo "*Studio osservazionale sulle evidenze emerse nell'espletamento delle istruttorie D.M. 11 gennaio 2017 e s.m.i.*". In particolare, il documento contiene l'analisi delle evidenze emerse durante la valutazione delle richieste di accesso al meccanismo dei CB ai sensi del Decreto e s.m.i. che sono state oggetto di una prima comunicazione di esito entro il 30/09/2018. Lo Studio presenta, inoltre, chiarimenti tecnici operativi al fine di precisare gli aspetti che riguardano le tematiche più ricorrenti rilevate in sede di istruttoria. Questo per minimizzare le richieste di documentazione integrativa da parte del GSE nel corso della valutazione. Lo Studio è stato condotto valutando gli aggiornamenti introdotti dopo l'entrata in vigore del D.M. 10 maggio 2018 (c.d. Decreto Correttivo) che modifica il D.M. 11 gennaio 2017. Nell'ambito del presente progetto sono state condotte le seguenti attività:

- individuazione delle problematiche riscontrate durante la valutazione dell'istruttoria;
- classificazione delle problematiche riscontrate in base alla frequenza;
- analisi delle problematiche più critiche e formulazione di chiarimenti operativi.

Al fine di garantire continuità all'attività di supporto alla presentazione delle richieste, inoltre, è stato istituito un Osservatorio per il monitoraggio periodico delle criticità riscontrate con i corrispondenti indicatori.

Si è proceduto all'aggiornamento degli open data riferiti ai beneficiari dei CB, con indicazione del numero dei titoli rilasciati e della modalità seguita per l'individuazione del beneficiario, avviando la fase di pubblicazione dei provvedimenti di accoglimento. Con frequenza settimanale si è proceduto all'aggiornamento del Contatore dei CB, che riporta i dati di numerosità delle richieste presentate, con indicazione del tipo di esito e dello stato di avanzamento delle valutazioni dei progetti, e permette di verificare lo stato dei servizi dell'attività di istruttoria svolta dal GSE con indicazioni circa il rispetto delle tempistiche previste. Nel 2018, inoltre, il GSE ha supportato il MiSE per la predisposizione del Decreto Correttivo, che ha modificato in numerosi punti il D.M. 11 gennaio 2017 al fine di stabilizzare il prezzo dei titoli e garantire liquidità al mercato e di aggiornare e ampliare l'elenco delle tipologie di interventi ammissibili, sia con metodo di valutazione a consuntivo sia con metodo di valutazione standardizzato.

### 6.2.3 Certificati Bianchi riconosciuti nel 2018

Nel corso del 2018 sono state presentate, nell'ambito del meccanismo dei CB ai sensi del D.M. 28 dicembre 2012, 2.211 Richieste di Verifica e Certificazioni (RVC-C, RVC-A), relative sia a prime rendicontazioni sia a rendicontazioni successive.

Per l'anno di riferimento, il GSE ha riconosciuto circa 3,8 mln di TEE a cui corrispondono risparmi di energia primaria pari a 1,31 Mtep. Complessivamente, dall'avvio del meccanismo (2006) al 2017 sono stati riconosciuti oltre 51,3 mln di TEE corrispondenti a circa 27 Mtep di risparmio di energia primaria.

**TABELLA 3** - Sintesi dei progetti, TEE riconosciuti e risparmi certificati nel 2018

	RVC-C	RVC-A	RVC-S	Totale
N° richieste presentate	1.503	708	-	2.211
N° TEE riconosciuti	2.372.533	85.139	1.375.312	3.832.984
Risparmi energia primaria [tep]	755.966	31.940	518.370	1.306.276

L'anno 2018 ha fatto registrare un decremento di circa il 34% dei titoli riconosciuti rispetto al 2017, anno in cui sono stati riconosciuti circa 5,8 mln di titoli corrispondenti a 1,9 Mtep di risparmi di energia primaria.

**TABELLA 4** - TEE riconosciuti per metodo di valutazione nel periodo 2014-2018

	2014	2015	2016	2017	2018
Titoli riconosciuti per RVC-C	6.155.306	3.251.882	2.646.328	3.534.850	2.372.533
Titoli riconosciuti per RVC-A	217.370	179.327	436.848	138.725	85.139
Titoli riconosciuti per RVC-S	1.156.297	1.597.855	2.434.715	2.134.256	1.375.312
<b>Totale</b>	<b>7.528.973</b>	<b>5.029.064</b>	<b>5.517.891</b>	<b>5.807.831</b>	<b>3.832.984</b>

I TEE riconosciuti nel 2018, a seguito dell'accoglimento con esito positivo delle RVC dei risparmi, sono così suddivisi:

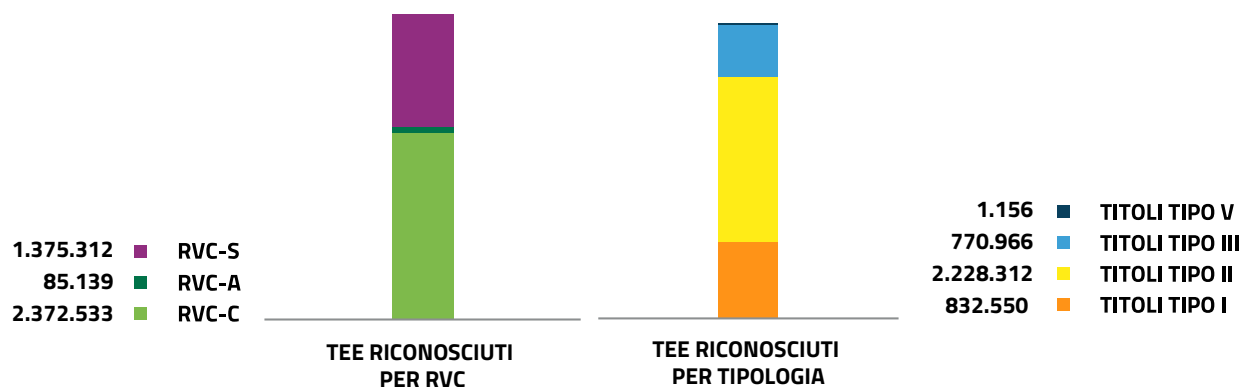
- 2.372.533 TEE afferiscono a metodi di valutazione a consuntivo (RVC-C); tali metodi di valutazione consentono di quantificare il risparmio netto conseguibile attraverso uno o più interventi, in conformità a un programma di misura proposto dal soggetto titolare del progetto (PPPM);
- 85.139 TEE afferiscono 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;
- 1.375.312 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.

In termini complessivi, la maggioranza dei TEE è stata conseguita mediante progetti realizzati nel settore industriale, che hanno generato circa il 58% dei TEE riconosciuti nel 2018, con particolare riferimento ai progetti di efficienza energetica relativi all'ottimizzazione dei processi produttivi nei settori più energivori. Il settore civile, dal canto suo, rappresenta circa il 33% dei TEE riconosciuti nel 2018, riguardando prevalentemente progetti relativi agli impianti per la climatizzazione e la produzione di acqua calda sanitaria.

I progetti relativi all'illuminazione pubblica e privata hanno generato circa il 5% dei TEE riconosciuti nell'anno di riferimento. Analizzando la distribuzione settoriale dei titoli riconosciuti per metodo di valutazione e certificazione dei risparmi (RVC), si registra che circa il 91% dei TEE riconosciuti per i progetti a consuntivo riguarda interventi realizzati nel settore industriale, con particolare riferimento

ai progetti che si riferiscono alla generazione e recupero di calore e all'ottimizzazione dei processi produttivi e dei layout di impianto. Riguardo alle RVC-A, circa il 65% dei TEE riconosciuti è rappresentato da due schede tecniche relative rispettivamente all'applicazione di sistemi di teleriscaldamento e a impianti termici centralizzati nel settore civile e alla riduzione dei fabbisogni di energia con e per applicazioni ICT. Con riferimento alle RVC-S presentate nel 2017 ma approvate nel corso dell'anno 2018, circa il 35% dei TEE complessivamente riconosciuti per le RVC-S si riferisce alla diffusione di autovetture a trazione ibrida termoelettrica per il trasporto privato di passeggeri.

**FIGURA 6** - Suddivisione dei TEE 2018 per metodo di valutazione e per tipo di risparmio  
[migliaia; totale 2018 = 3.833 migliaia di TEE]



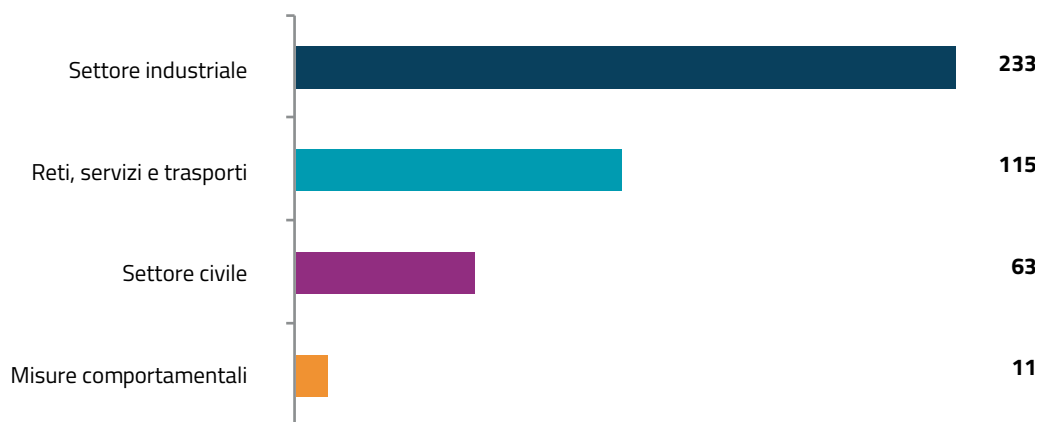
I TEE riconosciuti nell'anno solare 2018:

- per il 22% 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 20% riguardano risparmi di forme di energia primaria diverse dall'elettricità e dal gas naturale, realizzati nel settore dei trasporti (TIPO III).

Per quanto riguarda i CB riconosciuti per la CAR, relativamente alle produzioni dell'anno 2017 il GSE ha riconosciuto 1.083.561 TEE II CAR, di cui 1.071.951 titoli rilasciati sul conto proprietà degli operatori.

Nel corso del 2018 sono stati presentati 412 progetti a consuntivo (PC), 8 progetti standardizzati (PS) e 2 richieste a consuntivo (RC) con le disposizioni definite dal D.M. 11 gennaio 2017 e s.m.i.. Quasi l'81% dei progetti è stato presentato dalle società di servizi energetici. Il 56% dei progetti a consuntivo si riferisce al settore industriale, il 28% al settore reti, servizi e trasporti, l'13% al settore civile e il 3% alle misure comportamentali.

**FIGURA 7** - Progetti a consuntivo (PC), progetti standardizzati (PS) e richieste a consuntivo (RC) presentati nel 2018 per settore di intervento



Nel settore industriale la prevalenza dei progetti presentati (il 26%) ha riguardato progetti ricadenti nella tipologia "altro", mentre il 25% ha riguardato l'installazione o retrofit di sistemi di illuminazione.

Nel settore delle reti, servizi e trasporti il 88% dei progetti ha riguardato l'installazione o retrofit di sistemi per l'illuminazione pubblica, seguito dalla realizzazione di CED.

Nel settore civile il 42% dei progetti presentati ha riguardato l'installazione o retrofit di sistemi per l'illuminazione privata; segue l'installazione di impianti di gruppi frigo e pompe di calore per la climatizzazione degli ambienti con circa il 20% dei progetti nel settore.

In totale sono stati presentati progetti che genereranno potenzialmente più di 196.567 tep di risparmio di energia primaria, di cui circa il 47% relativi alla riduzione dei consumi di energia elettrica.

## 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 PA 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; 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 delle Cooperative sociali; è relativa ad 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.

#### NOTE

**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.

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 percentuali<sup>1</sup> 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 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 m<sup>2</sup> a 2.500 m<sup>2</sup>. Sono stati altresì innalzati i massimali degli incentivi riconoscibili 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 PA.

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 € sono ammessi pagamenti effettuati con carta di credito.

### 6.3.2 I risultati 2013-2018

Nel 2018 il meccanismo si è affermato trovando un maggior riscontro da parte degli operatori. Il solo anno 2018 ha registrato volumi di richieste pari al 122% di tutto ciò che è pervenuto negli anni precedenti (2013-2017).

Nel 2018 sono pervenute 92.950 richieste (+115% rispetto al 2017), cui corrispondono incentivi pari a 336 mln€ (+83% rispetto al 2017).

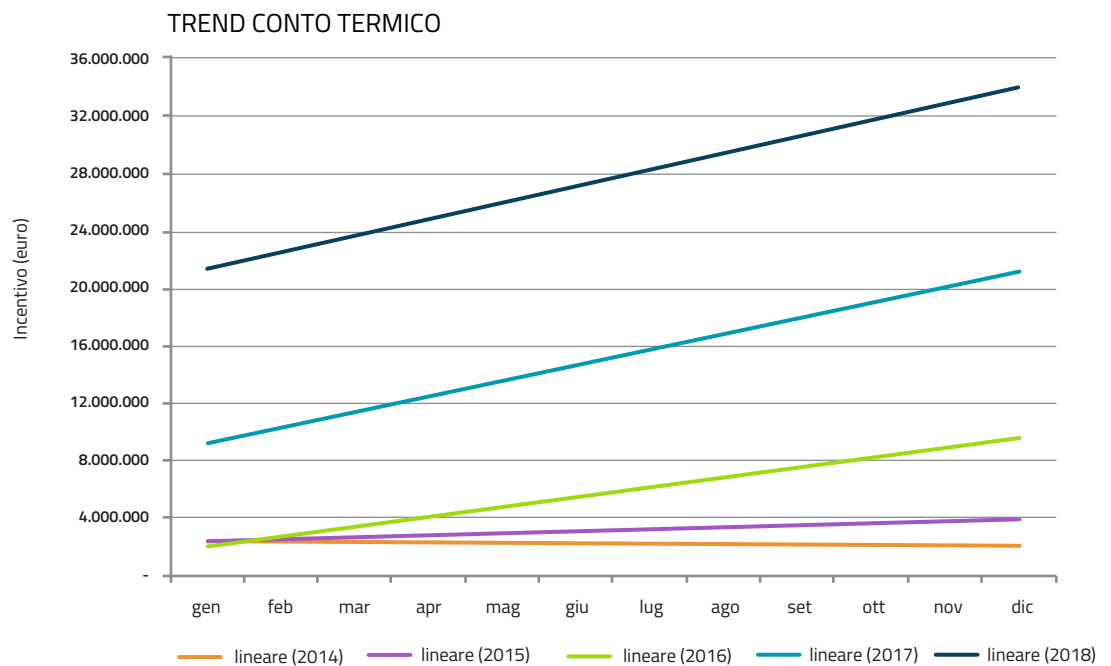
Si è inoltre osservato nell'ultimo anno un rilevante aumento delle richieste per la modalità di accesso "a prenotazione" da parte della PA (da 333 richieste del 2017 a 489 nel 2018), che ha evidentemente colto le opportunità fornite dal nuovo meccanismo per realizzare interventi di riqualificazione per i quali ha richiesto l'ammissione agli incentivi per quasi 88 mln€ nel 2018.

**TABELLA 5** - Richieste di incentivazione pervenute e relativo incentivo (2013-2018)

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
<b>2018</b>	<b>92.461</b>	<b>247,8</b>	<b>489</b>	<b>87,9</b>	<b>*</b>	<b>*</b>	<b>92.950</b>	<b>335,7</b>
<b>2013-2018</b>	<b>168.023</b>	<b>486</b>	<b>1.099</b>	<b>173</b>	<b>50</b>	<b>8</b>	<b>169.172</b>	<b>667</b>

\* 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 (2014-2018)



Il numero di richieste contrattualizzate è pari all'83% di quelle pervenute complessivamente dall'avvio del meccanismo incentivante; il rimanente 17% 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 3% di tutte le richieste pervenute nel periodo 2013-2018.

**TABELLA 6** - Richieste di incentivazione ammesse e relativo incentivo (2013-2018)

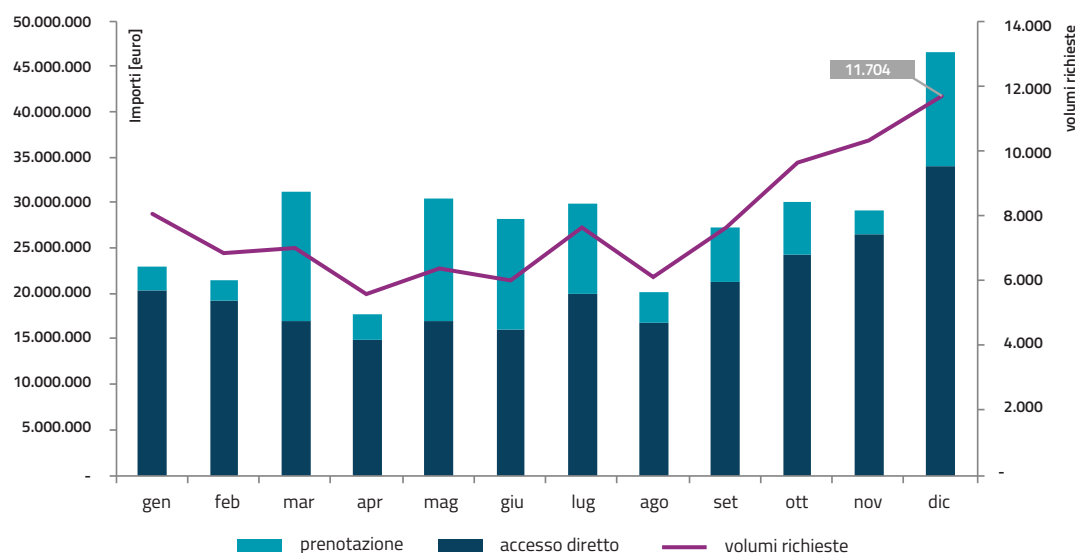
PERIODO	ACCESSO DIRETTO		PRENOTAZIONE	
	n. richieste contrattualizzate	incentivo riconosciuto [mln€]	n. richieste ammesse	incentivo prenotato [mln€]
2013-2014	7.720	23,8	15	0,2
2015	7.842	31,6	4	0,2
2016	9.861	35,0	53	8,0
2017	38.775	100,2	244	34,9
<b>2018</b>	<b>75.827</b>	<b>190,2</b>	<b>384</b>	<b>75,3</b>
<b>2013-2018</b>	<b>140.025</b>	<b>381</b>	<b>700</b>	<b>119</b>

Gli incentivi riconosciuti sono rappresentati con una vista per competenza, ovvero sia per i contratti attivati si riporta nell'anno di riconoscimento la sommatoria delle rate di incentivo spettanti a prescindere dall'anno di erogazione.

Dei 381 mln€ riconosciuti in accesso diretto dall'inizio del meccanismo, circa il 10% è riconducibile a interventi effettuati sul patrimonio dell'edilizia scolastica.

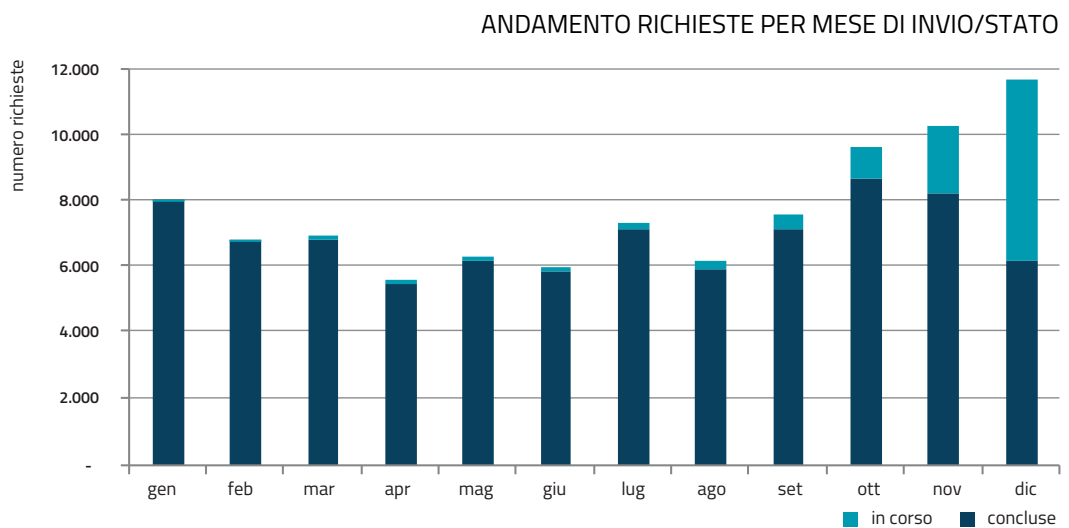
### Focus sul 2018

Nel 2018 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 2018 per modalità di accesso

Nel 2018 sono pervenute in media 7.750 richieste al mese, in netto aumento rispetto all'anno precedente (mediamente 3.600 richieste al mese nel 2017). In particolare, nel mese di dicembre 2018, sono pervenute 11.704 richieste di concessione dell'incentivo che rappresentano il 30% delle richieste pervenute in tutto l'anno precedente.

Nonostante il crescente aumento dei volumi, a fine dicembre 2018, il GSE ha concluso l'istruttoria dell'88% delle richieste pervenute nell'anno 2018.

**FIGURA 10** - Andamento delle richieste di incentivo nel 2018 per avanzamento dell'istruttoria


Gli interventi incentivati in accesso diretto nel 2018 sono 77.339: tale numero è superiore al numero delle richieste con contratto attivato (75.827) per la presenza di richieste cosiddette "multi-intervento", con più interventi realizzati contestualmente.

Nel 2018 sono stati riconosciuti 190,2 mln€ di incentivi in accesso diretto (+90% rispetto ai 100,2 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 il 90% 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 incremento di oltre il 260% rispetto all'anno precedente (da circa 9,6 mln€ del 2017 a 25,3 mln€ riconosciuti nel 2018).

**TABELLA 7** - Accesso Diretto - Dettaglio dei contratti attivi per tipologia di intervento nel 2018

Tipologia di intervento	N. interventi	Incentivi per intervento [mln€]	Incentivo medio [€/intervento]
1.A - Involucro opaco	197	7,6	38.702
1.B - Chiusure trasparenti	189	4,5	23.856
1.C - Generatori a condensazione	1.457	4,0	2.734
1.D - Schermature	22	0,1	4.952
1.E - nZEB	9	2,5	273.606
1.F - Sistemi di illuminazione	134	1,4	10.751
1.G - Building Automation	26	0,2	7.942
2.A - Pompe di calore	8.109	25,3	3.119
2.B - Generatori a biomasse	45.302	98,4	2.172
2.C - Solare termico	21.350	44,8	2.099
2.D - Scaldacqua a pdc	427	0,3	636
2.E - Sistemi ibridi	117	0,3	2.556
TOTALE (parziale)	77.339	189,4	2.449
DE+APE: Diagnosi e attestato prestazione energetica (*)	465	0,8	1.782
<b>TOTALE</b>		<b>190,2</b>	

\*Le Diagnosi e 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, una riduzione del valore medio per intervento (da 3.418 €/intervento del 2016 a 2.519 €/intervento del 2017, fino a 2.449 €/intervento del 2018), riconducibile a un'adesione più capillare al meccanismo incentivante anche per tipologie di intervento meno costose.

Nel 2018 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 (circa i 10,6 mln€) e la sostituzione dei serramenti (5,1 mln€). Particolarmente cresciute le richieste ammesse a prenotazione per la trasformazione degli edifici esistenti in edifici nZEB (da 28 richieste del 2017 a 120 nel 2018), registrando un incremento di circa il 430% 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 2018, il GSE ha riconosciuto la rata di acconto per 130 Richieste ammesse a prenotazione, cui corrispondono incentivi erogati nell'anno 2018 pari a 8,4 mln€.

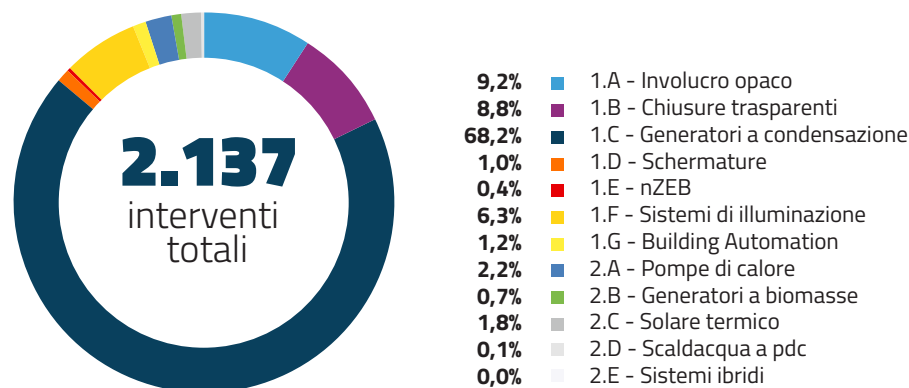
**TABELLA 8** - Prenotazione - Dettaglio degli interventi prenotati nel 2018 dalla PA

Tipologia di intervento	N. interventi prenotati	Incentivi prenotati per intervento [mln€]
1.A - Involucro opaco	157	10,63
1.B - Chiusure trasparenti	133	5,10
1.C - Generatori a condensazione	100	1,29
1.D - Schermature	30	0,22
1.E - nZEB	120	54,21
1.F - Sistemi di illuminazione	108	1,46
1.G - Building Automation	33	0,31
2.A - Pompe di calore	36	1,04
2.B - Generatori a biomasse	3	0,04
2.C - Solare termico	24	0,17
2.D - Scaldacqua a pdc	8	0,01
<b>TOTALE (parziale)</b>	<b>752</b>	<b>74</b>
DE+APE: Diagnosi e attestato prestazione energetica	313	0,87
<b>TOTALE</b>		<b>75,3</b>

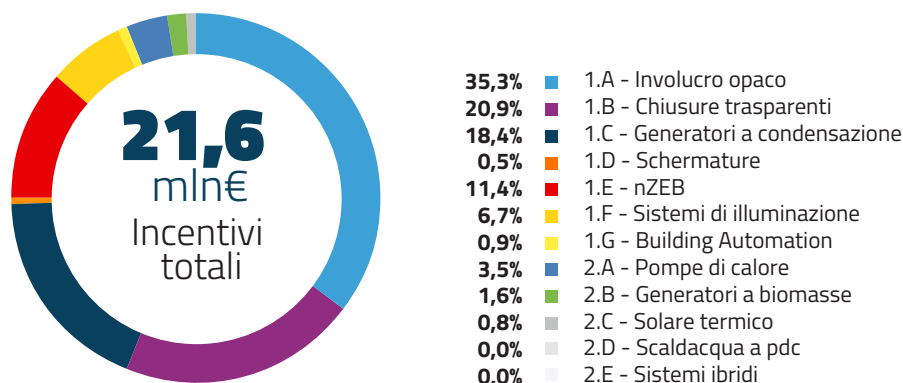
Sul fronte dell'accesso diretto, i successivi grafici descrivono gli interventi (già conteggiati nelle tabelle e nelle analisi precedenti) in capo alla PA, in termini di numerosità e incentivi riconosciuti (esclusi gli incentivi attribuiti a DE+APE). L'intervento di tipologia "1.A - Isolamento involucro opaco" rappresenta il 35% del totale degli incentivi riconosciuti in accesso diretto alla PA, a fronte di un peso limitato allo 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.F - Sistemi di illuminazione", raddoppiati rispetto all'anno precedente (da 70 interventi incentivati nel 2017 a 134 nel 2018).

In generale, in termini di distribuzione degli interventi realizzati dalla PA non si registrano variazioni consistenti rispetto al 2017.

**FIGURA 11** - Accesso Diretto: distribuzione degli interventi realizzati nel 2018 dalla PA



**FIGURA 12** - Accesso Diretto: distribuzione incentivi per interventi realizzati nel 2018 dalla PA



### 6.3.3 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 2018 per la promozione di interventi realizzati da privati ammonta a 146 mln€ di incentivi a fronte di un limite di spesa su base annua di 700 mln€. L'impegno di spesa annua nel 2018 per la promozione di interventi realizzati e da realizzare dalla PA ammonta a 30 mln€ di incentivi di cui 10 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 2018 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.

Infine, è stato migliorato il Portaltermico al fine di rendere sempre più automatizzata la presentazione delle richieste secondo la modalità di accesso a prenotazione e l'implementazione delle successive fasi intermedie fra il riconoscimento dell'istanza e la richiesta di saldo dell'incentivo una volta completati i lavori.

## 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. n. 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 CO<sub>2</sub>);
- 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 2018 è stata approvata con Decreto Direttoriale del MiSE la graduatoria dei progetti presentati a valere sulla call 2017, che prevede il finanziamento di 39 progetti, 7 esemplari, per circa 39 mln€ che vanno ad aggiungersi ai 133 mln€ allocati per i progetti approvati negli anni 2014-2016.

Inoltre, sono state avviate a luglio le procedure di valutazione per la call 2018, che ha stimolato la presentazione di 100 proposte progettuali, per oltre 177 mln€. Il GSE ha curato la valutazione di 50 proposte di progetto, per un possibile impegno di spesa di oltre 76 mln€.

The image features a dark, textured background with several vertical, translucent strips in shades of green, blue, and red. A central white rectangular box with a thick border contains the word "TRASPORTI" in bold, white, uppercase letters. A network of thin white lines connects several points around the box, creating a web-like structure. The overall aesthetic is modern and technical.

**TRASPORTI**

# BIOCARBURANTI E BIOMETANO

## CAPITOLO 7



Dopo la crescita del 2016, il 2017 ha visto una lieve diminuzione di benzina e gasolio immessi in consumo rispetto all'anno precedente (328 mln di Gcal, -4%) e, al contrario, un aumento dei biocarburanti sostenibili (10,8 mln di Gcal, +1,9%). Sono cresciuti, rispetto al 2017, i Certificati di Immissione in Consumo emessi (5,4%), per un totale di 1,9 mln di Certificati.

Da un punto di vista normativo nel 2017 si è progredito con l'attività preparatoria del nuovo Decreto sul biometano (pubblicato nel marzo del 2018) e di implementazione delle Direttive europee 652 e 1513 del 2015, volte anche alla promozione di biocarburanti avanzati prodotti da biomasse non in competizione col settore alimentare.

### 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 CO<sub>2</sub> 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 2018 la quota d'obbligo è stata pari al 7%, con un sotto-obiettivo di biocarburanti avanzati pari allo 0,6%: 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 6,4% di quello della benzina e del gasolio immessi nello stesso anno. Analogamente, per l'assolvimento della quota d'obbligo avanzata, i soggetti obbligati possono 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 2018 è stato, invece, volto a verificare che le immissioni di biocarburanti sostenibili nel 2017 siano state almeno il 6,5% del contenuto energetico della benzina e del gasolio immessi in consumo nello stesso 2017, 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 anche 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.

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'ETBE<sup>1</sup>, il quale è considerato rinnovabile, dalla normativa nazionale, solo per il 47% in volume<sup>2</sup>.

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.

## NOTA

- <sup>1</sup> Etil-Ter-Butil Etere.
- <sup>2</sup> Come da Allegato I al D.M. MiSE 10 ottobre 2014.



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;
- 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 verifica dell'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%.

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.

La totalità dei soggetti obbligati censiti dal GSE ha aderito al meccanismo di ritiro dei CIC di biometano avanzato, e quasi la totalità ha aderito, altresì, al meccanismo di ritiro dei CIC di biocarburanti avanzati diversi dal biometano.

### 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 MiPAAFT, dal MEF 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 di immissione 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 CO<sub>2</sub> 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 2018

#### 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, dopo una flessione nel 2013, si è assistito a un andamento crescente fino al 2016, con una nuova diminuzione nel 2017. Nel 2018, 71 soggetti obbligati hanno effettuato le autodichiarazioni riguardanti i biocarburanti immessi in consumo nel corso dell'anno precedente.

Di seguito sono riportati i principali dati risultanti dalle autodichiarazioni presentate al GSE.

Nel 2017 sono stati immessi in consumo circa 10,8 mln di Gcal di biocarburanti sostenibili, corrispondenti al 3,3% del contenuto energetico dei carburanti fossili immessi in consumo, pari a circa 327 mln di Gcal, di cui circa 251 mln di Gcal di gasolio e 76 mln di Gcal di benzina.

**TABELLA 1** - Carburanti immessi in consumo dal 2013 al 2017 [mln Gcal]

Carburanti (mln Gcal)	2013	2014	2015	2016	2017
Benzina	83,22	81,26	80,46	79,22	76,38
Gasolio	243,48	244,28	248,56	261,77	251,13
Biocarburanti:	12,84	10,80	11,84	10,60	10,81
di cui sostenibili	12,82	10,78	11,81	10,58	10,80
di cui non sostenibili	0,03	0,02	0,04	0,02	0,01

La differenza fra la quota d'obbligo da raggiungere (6,5%) e quella fisicamente osservata (3,3%), 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 2017 [mln Gcal]

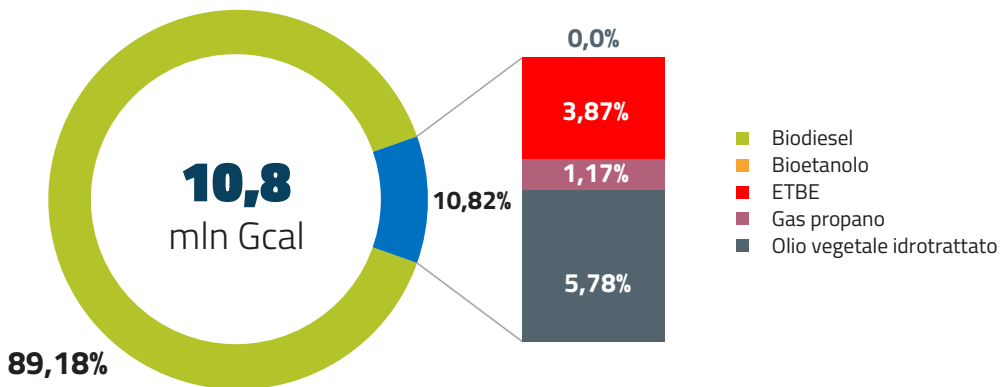
Biocarburanti sostenibili	2013	2014	2015	2016	2017
Biodiesel	11,77	10,08	10,22	9,412	9,630
ETBE	0,90	0,09	0,25	0,404	0,418
Olio vegetale idrotrattato	0,12	0,58	1,09	0,638	0,624
Bioetanolo	0,01	0,01	0,02	0,004	0,000
Gas propano	-	0,02	0,11	0,121	0,127
Olio vegetale puro	0,02	-	-	-	-
Diesel Fisher-Tropsch	-	-	0,11	-	-
<b>Totale</b>	<b>12,82</b>	<b>10,78</b>	<b>11,80</b>	<b>10,58</b>	<b>10,80</b>

Il biocarburante principalmente immesso in consumo in Italia è il biodiesel, con una quota che nel 2017 raggiunge l'89% del contenuto energetico complessivo dei biocarburanti sostenibili, seguito a distanza dall'olio vegetale idrotrattato - HVO<sup>3</sup> - (5,78%).

#### NOTA

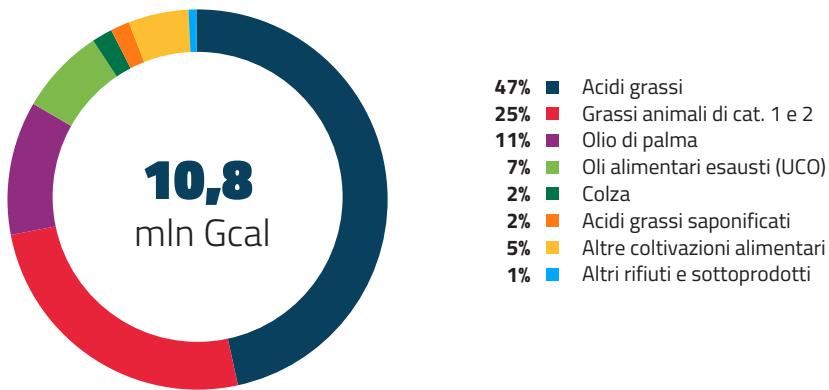
<sup>3</sup> Hydrogenated  
Vegetable Oil

**FIGURA 1** - Biocarburanti sostenibili immessi in consumo nel 2017 (%)



Le materie prime più utilizzate per la produzione dei biocarburanti sostenibili immessi in consumo nel 2017 sono risultate essere: acidi grassi (46,7%), grassi animali di cat. 1 e 2 (25,4%), olio di palma (11,4%), oli alimentari esausti (7,4%), altre coltivazioni alimentari (5,1%), colza (1,7%), acidi grassi saponificati (1,6%) e altri rifiuti e sottoprodotti (0,7%).

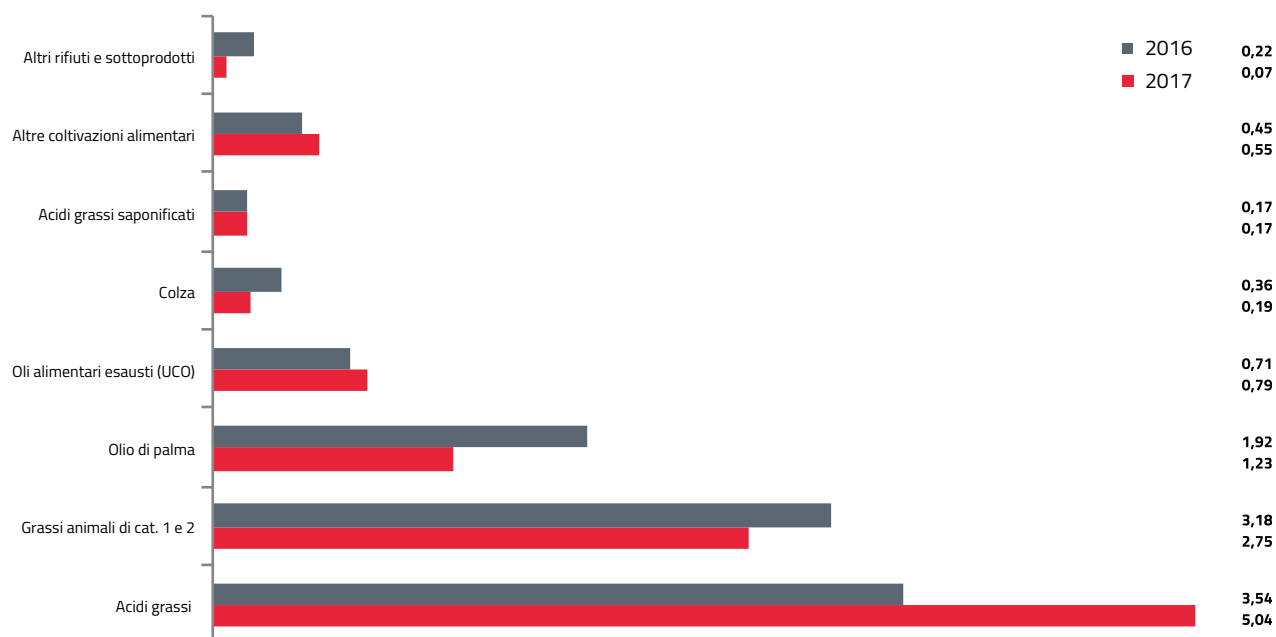
**FIGURA 2** - Materie prime utilizzate per i biocarburanti sostenibili 2017 (%)



Il 2017 ha visto un ulteriore incremento dei biocarburanti double counting prodotti a partire da rifiuti e sottoprodotti (grassi animali di categoria 1 e 2, acidi grassi, UCO (Used Cooking Oil), acidi grassi saponificati e altri rifiuti e sottoprodotti: 8,83 mln Gcal) e, coerentemente, una notevole riduzione dei biocarburanti prodotti a partire da olio di palma (1,23 mln Gcal) e colza (0,2 mln Gcal).



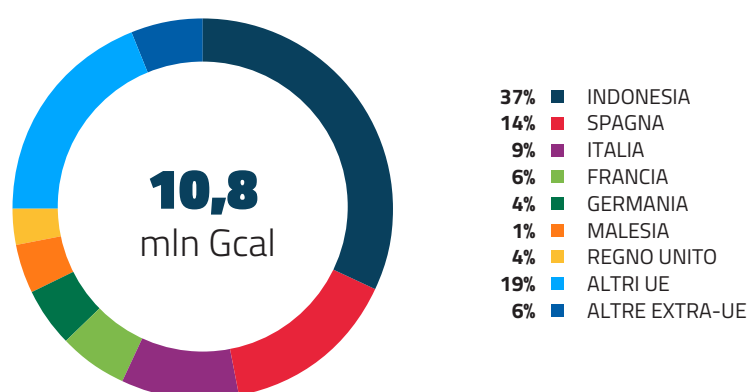
**FIGURA 3** - Materie prime utilizzate per i biocarburanti sostenibili 2016-2017 [mln Gcal]



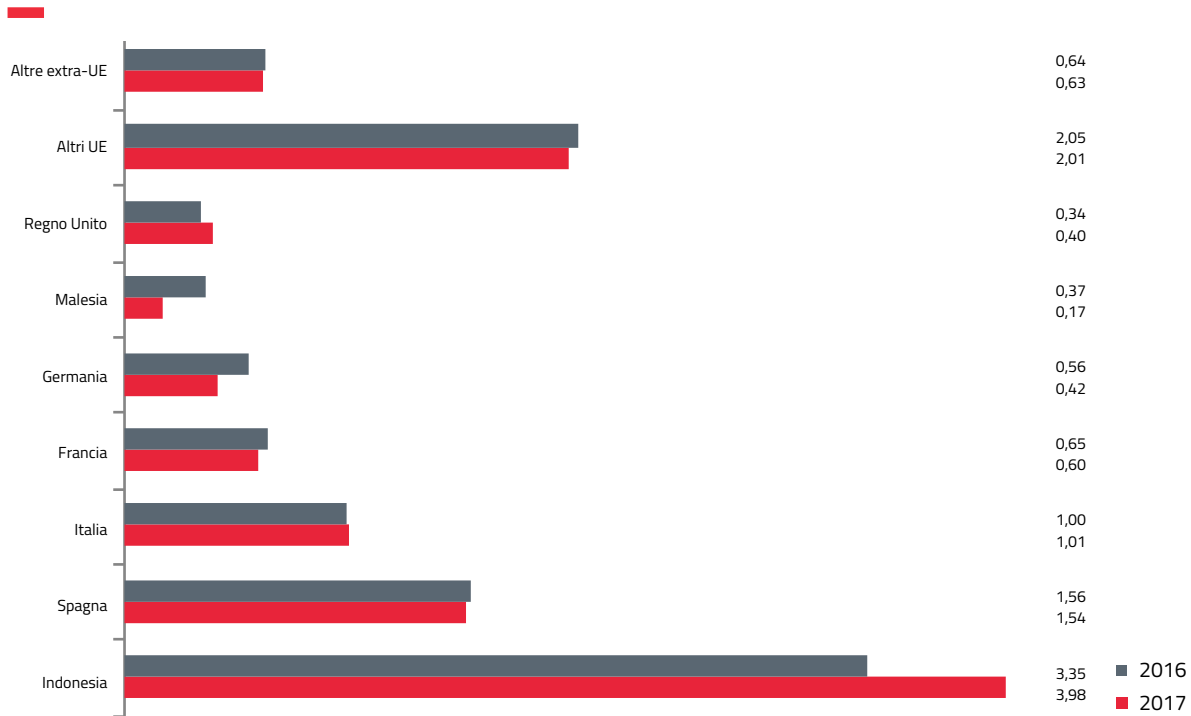
In linea con l'inversione di tendenza registrata nel 2016, i biocarburanti immessi in consumo nel 2017 sono stati prodotti prevalentemente con materie prime di origine comunitaria (55,7% in termini di contenuto energetico); nell'ambito dell'UE, la Spagna, l'Italia, la Francia e la Germania sono i principali Paesi di origine delle materie prime.

Tra i paesi non appartenenti all'UE, risultano nuovamente in aumento le importazioni di materie prime dall'Indonesia, mentre si conferma il trend di riduzione delle importazioni di materie prime dalla Malesia.

**FIGURA 4** - Biocarburanti sostenibili immessi in consumo nel 2017 per Paesi di origine delle materie prime (%)

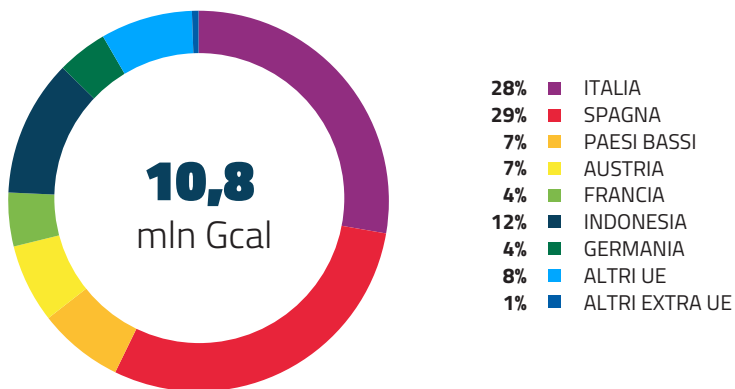


**FIGURA 5** - Biocarburanti sostenibili immessi in consumo nel 2016-2017 per Paese di origine delle materie prime [mln Gcal]

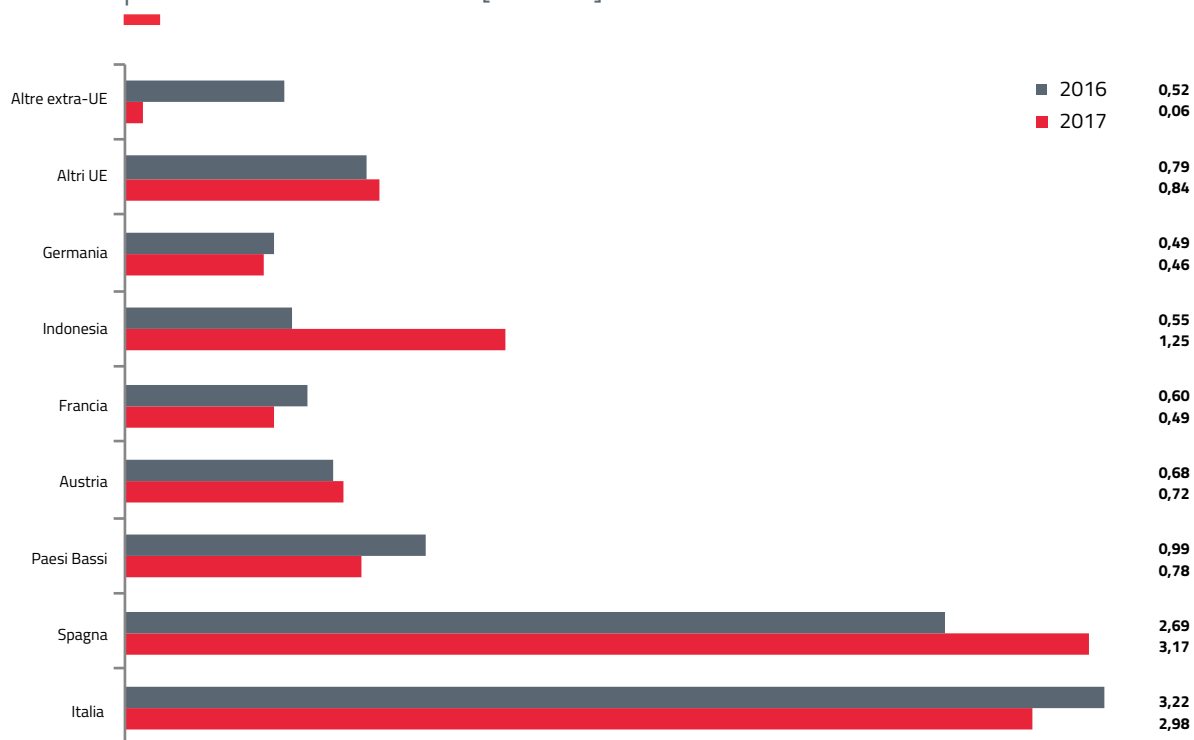


Il luogo di produzione dei biocarburanti immessi in consumo è in grande prevalenza comunitario (circa l'88% in termini di contenuto energetico nel 2017). Rispetto al 2016, sono aumentati i biocarburanti prodotti in Spagna e diminuiti quelli prodotti in Italia e Germania.

**FIGURA 6** - Biocarburanti sostenibili immessi in consumo nel 2017 per Paese di produzione del biocarburante (%)



**FIGURA 7** - Biocarburanti sostenibili immessi in consumo nel 2016-2017 per Paese di produzione del biocarburante [mln Gcal]



### CIC rilasciati nel 2018

A fronte del quantitativo di biocarburanti sostenibili immessi in consumo nel 2017, il GSE nel 2018 ha rilasciato ai soggetti obbligati oltre 1,9 mln di CIC, con un trend in ascesa rispetto all'anno precedente (1,8 mln di Certificati rilasciati nel 2017 per i biocarburanti immessi in consumo nel 2016).

**FIGURA 8** - CIC emessi dal 2013 al 2018 [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 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 2018, sono stati sottoposti a controlli tramite verifica documentale 6 soggetti obbligati, analizzando campioni di certificati di sostenibilità e la relativa documentazione fiscale e commerciale riferita a partite di biocarburanti dichiarate mediante l'applicativo del GSE. Nello specifico, per le 3 verifiche concluse entro il 2018, la documentazione, anche a seguito di approfondimenti e integrazioni, non è risultata idonea al riconoscimento dei CIC rilasciati dal GSE per 2 dei 3 soggetti obbligati sottoposti a controlli. Le principali evidenze emerse sono state:

- la non conformità dei certificati di sostenibilità rispetto a quanto previsto dal Decreto del MATTM, di concerto con il MiSE e il MIPAAFT del 23 gennaio 2012 sul sistema nazionale di certificazione per biocarburanti e bioliquidi;
- la parziale o totale carenza di informazioni della documentazione riguardante la miscelazione dei carburanti fossili con i biocarburanti per la determinazione qualitativa del prodotto.

Per un soggetto obbligato, invece, l'attività di controllo si è conclusa evidenziando la mancata corrispondenza tra l'autodichiarazione presentata al GSE, per quanto attiene al gasolio, e i dati a disposizione dell'Agenzia delle Dogane e dei Monopoli.

Le restanti verifiche documentali a carico degli altri 3 soggetti obbligati sono, invece, in fase di conclusione.

## Emissioni di CO<sub>2</sub>

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 (CO<sub>2</sub>). 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.

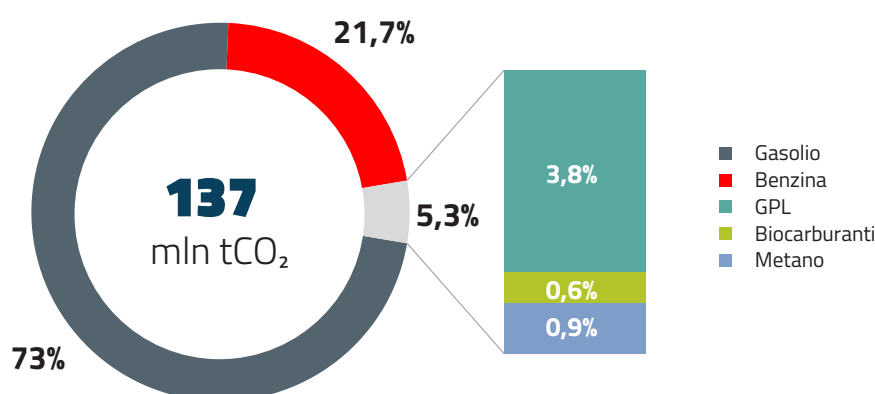
Al riguardo, con le autodichiarazioni presentate nel 2018:

- 22 società fornitrici di GPL (compresi quegli operatori che eventualmente si configurano anche come soggetti obbligati) hanno dichiarato l'immissione in consumo nel 2017 di circa 1,5 mln t di GPL e 40 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 2017 di oltre 550 mln di Sm<sup>3</sup> di metano, per un totale di circa 6,5 mln t di CO<sub>2</sub>eq emesse;
- 71 soggetti obbligati hanno dichiarato di aver immesso in consumo quasi 1,2 mln t di biocarburanti e oltre 33 milioni di tonnellate di carburanti fossili, per un totale di circa 131 mln t di CO<sub>2</sub>eq emesse, di cui 0,8 mln t riferite ai biocarburanti e circa 130 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 e tabelle sottostanti sono riportati i valori delle emissioni di gas a effetto serra (CO<sub>2</sub>eq), correlate alle quantità dei carburanti e biocarburanti immessi in consumo.

**FIGURA 9** - Emissioni di CO<sub>2</sub> relative ai carburanti immessi in consumo nel 2017 (%)



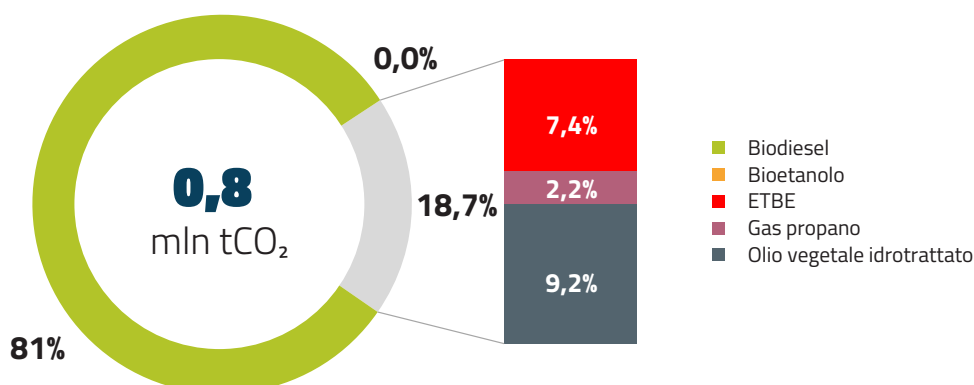
**TABELLA 3** - Emissioni di CO<sub>2</sub> relative ai carburanti immessi in consumo dal 2013 al 2017 [MtCO<sub>2</sub>]

Carburanti MtCO <sub>2</sub>	2013	2014	2015	2016	2017 <sup>4</sup>
Benzina	29,199	28,510	28,229	27,795	29,768
Gasolio	85,428	85,709	87,211	91,846	100,226
GPL	3,356	4,175	4,885	4,318	5,192
Metano	1,626	1,604	1,766	2,023	1,290
Biocarburanti:	2,277	1,811	1,597	0,938	0,800
di cui sostenibili	2,268	1,804	1,584	0,930	0,795
di cui non sostenibili	0,009	0,007	0,013	0,008	0,005

#### NOTE

<sup>4</sup> Il recepimento della FQD (652/2015) ha comportato l'aumento dei fattori emissivi standard per benzina e gasolio. Per tale ragione, sebbene i quantitativi immessi in consumo siano inferiori rispetto all'anno precedente, le emissioni in atmosfera risultano comunque aumentate rispetto all'anno precedente.

**FIGURA 10** - Emissioni di CO<sub>2</sub> relative ai biocarburanti immessi in consumo nel 2017



**TABELLA 4** - Emissioni di CO<sub>2</sub> relative ai biocarburanti immessi in consumo dal 2013 al 2017 [MtCO<sub>2</sub>]

Biocarburanti MtCO <sub>2</sub>	2013	2014	2015	2016	2017
Biodiesel	2,109	1,686	1,326	0,770	0,650
Olio vegetale idrotrattato	0,020	0,099	0,185	0,088	0,074
ETBE	0,143	0,023	0,046	0,062	0,059
Gas propano	-	0,003	0,018	0,017	0,017
Diesel Fisher-Tropsch	-	-	0,016	-	-
Bioetanolo	0,002	0,001	0,005	0,001	0,000
Olio vegetale puro	0,004	-	-	-	-
<b>Totale</b>	<b>2,277</b>	<b>1,811</b>	<b>1,597</b>	<b>0,938</b>	<b>0,800</b>

## 7.2 L'INCENTIVAZIONE DEL BIOMETANO E DEI BIOCARBURANTI AVANZATI

### 7.2.1 Quadro normativo e produttori

Con il Decreto MiSE del 5 dicembre 2013 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.

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.

Il Decreto del 5 dicembre 2013 ha assegnato al GSE il compito di incentivare la produzione di biometano:

- a. immesso nelle reti di trasporto e di distribuzione del gas naturale attraverso il riconoscimento di una tariffa incentivante calcolata sul biometano immesso in rete;
- b. utilizzato nei trasporti, previa immissione nella rete del gas naturale tramite il rilascio dei CIC previsti per i biocarburanti;
- c. utilizzato in impianti di CAR attraverso il riconoscimento delle tariffe per la produzione di energia elettrica previste dal D.M. 6 luglio 2012, riferite al biogas.

L'incentivazione, rivolta ai nuovi impianti entrati in esercizio successivamente alla data di entrata in vigore del Decreto e agli impianti esistenti per la produzione/utilizzo di biogas che vengono riconvertiti (totalmente o parzialmente) alla produzione di biometano, è applicabile ai soli impianti entrati in esercizio entro il 18 dicembre 2018.

Con il Decreto 5 dicembre 2013 il GSE ha incentivato, a partire da giugno 2017, un solo impianto avente una capacità produttiva oraria pari a 3.750 Sm<sup>3</sup> per l'immissione del biometano nelle reti di trasporto e distribuzione del gas naturale (opzione a).

Al fine di agevolare ulteriormente l'accesso alle incentivazioni, il MiSE, di concerto con il MATTM e con il MiPAAFT, nel marzo del 2018 ha emanato un nuovo Decreto interministeriale per l'utilizzo nei trasporti del biometano e dei biocarburanti avanzati.

Il 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 introduce 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, con un prolungamento del periodo incentivante rispetto alla normativa attualmente in vigore.

Nell'ottica di comprovare l'origine rinnovabile del biometano vengono, 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 Il ruolo affidato al GSE e le attività svolte nel 2018**

Negli ultimi anni il GSE ha svolto attività di qualifica di impianti di produzione di biometano finalizzata sia all'ammissione agli incentivi previsti dal Decreto 5 dicembre 2013 sia agli incentivi previsti dal Decreto 2 marzo 2018.

In particolare, al fine di accedere agli incentivi previsti dal D.M. 5 dicembre 2013, tra il 2015 e il 2018 sono state presentate al GSE 14 richieste di qualifica di impianti di produzione di biometano, 11 dei quali sono stati accolti e hanno ottenuto la relativa qualifica. Un solo impianto era già in esercizio.

Si riporta nella seguente tabella il dettaglio delle qualifiche rilasciate nell'ambito dei meccanismi di incentivazione introdotti dal D.M. 5 dicembre 2013.



**TABELLA 5** - Impianti qualificati ai sensi del D.M. 5 dicembre 2013

	QUALIFICHE A PROGETTO		QUALIFICHE IN ESERCIZIO	
	N° impianti	Capacità Produttiva [Sm <sup>3</sup> /h]	N° impianti	Capacità Produttiva [Sm <sup>3</sup> /h]
Immissione in rete (art. 3)	2	1.500	1	3.750
Utilizzo nei trasporti (art. 4)	8	10.084	0	0
Utilizzo in impianti CAR (art. 5)	0	0	0	0
<b>Totale</b>	<b>10</b>	<b>11.584</b>	<b>1</b>	<b>3.750</b>

Potevano accedere agli incentivi previsti dal D.M. 5 dicembre 2013 gli impianti entrati in esercizio entro il 17/12/2018. Dei 10 impianti qualificati a progetto, a oggi, non si ha notizia dell'entrata in esercizio di alcuno di essi. Con l'entrata in vigore del D.M. 2 marzo 2018, il GSE, al fine di ammettere gli impianti ai nuovi meccanismi di incentivazione, ha ricevuto il compito di qualificare sia gli impianti di produzione di biometano sia gli impianti di produzione di altri biocarburanti avanzati diversi dal biometano.

Possono accedere agli incentivi previsti dal D.M. 2 marzo 2018 gli impianti di produzione di biometano, nuovi o riconvertiti, entrati in esercizio tra il 21 marzo 2018 e il 31 dicembre 2022.

Tale condizione non si applica agli impianti di produzione di biometano già qualificati e in esercizio ai sensi del D.M. 5 dicembre 2013, che sono entrati in esercizio, pertanto, in data antecedente all'entrata in vigore del D.M. 2 marzo 2018 (20 marzo 2018).

Il solo impianto entrato in esercizio in data antecedente al 20 marzo 2018, già qualificato ai sensi del D.M. 5 dicembre 2013, infatti, ha comunque potuto accedere agli incentivi previsti dal D.M. 2 marzo 2018: tale norma ha espressamente consentito la possibilità di accedere ai nuovi meccanismi di incentivazione anche ad impianti entrati in esercizio in data antecedente alla sua data di entrata in vigore, purché già qualificati, o in corso di qualifica, ai sensi del D.M. 5 dicembre 2013.

Si riporta nelle seguenti tabelle il dettaglio delle qualifiche rilasciate nell'ambito dei meccanismi di incentivazione introdotti dal D.M. 2 marzo 2018.

**TABELLA 6** - Impianti qualificati ai sensi del D.M. 2 marzo 2018

	QUALIFICHE A PROGETTO		QUALIFICHE IN ESERCIZIO	
	N° impianti	Capacità Produttiva [Sm <sup>3</sup> /h]	N° impianti	Capacità Produttiva [Sm <sup>3</sup> /h]
Biometano (art. 5)	0	0	0	0
Biometano avanzato (art. 6)	6	4.336	1	3.750
Altri biocarburanti avanzati (art. 7)	0	0	4	41.630

Come si evince dalle tabelle, gli impianti di produzione di biometano che hanno presentato domanda di qualifica ai sensi del D.M. 2 marzo 2018 sono 7 e intendono tutti 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". La capacità produttiva totale ammonta a 8.086 Sm<sup>3</sup>/h di biometano avanzato.

Solo uno di essi non ha optato per il ritiro fisico del biometano prodotto e immesso nella rete di trasporto o di distribuzione del gas naturale; i restanti 6 hanno chiesto al GSE di ritirare il biometano immesso in rete.

Gli impianti di produzione di biocarburanti avanzati diversi dal biometano che hanno presentato domanda di qualifica al GSE, al fine di partecipare al meccanismo previsto dall'art.7 del D.M. 2 marzo 2018, sono 4: si tratta di impianti di produzione di biodiesel, già in esercizio, che hanno documentato al GSE di aver contrattualizzato con i soggetti obbligati aderenti al meccanismo, la vendita di 41.630 t di biocarburante avanzato.

**TABELLA 7** - Impianti di produzione di biometano avanzato qualificati ai sensi del D.M. 2 marzo 2018 (art. 6)

	QUALIFICHE A PROGETTO		QUALIFICHE IN ESERCIZIO	
	N° impianti	Capacità Produttiva [Sm <sup>3</sup> /h]	N° impianti	Capacità Produttiva [Sm <sup>3</sup> /h]
Con ritiro fisico del GSE	5	3.336	1	3.750
Senza ritiro fisico del GSE	1	1.000	0	0
<b>Totale</b>	<b>6</b>	<b>4.336</b>	<b>1</b>	<b>3.750</b>

**TABELLA 8** - Impianti di produzione di altri biocarburanti avanzati qualificati ai sensi del D.M. 2 marzo 2018 (art. 7)

	QUALIFICHE A PROGETTO		QUALIFICHE IN ESERCIZIO	
	N° impianti	Capacità Produttiva [t/anno]	N° impianti	Capacità Produttiva [t/anno]
Biodiesel	0	0	4	41.630
Altri biocarburanti	0	0	0	0
<b>Totale</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>4</b>	<b>41.630</b>

Con riferimento al D.M. del 5 dicembre 2013 nel corso dell'anno 2018 è stato incentivato un solo impianto di produzione di biometano che, in seguito all'emanazione del D.M. 2 marzo 2018, ha richiesto e ottenuto il passaggio all'incentivazione prevista da quest'ultimo Decreto.

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.

Per l'anno 2018 il GSE ha pubblicato unicamente la graduatoria stimata degli impianti incentivati per la produzione di biocarburanti avanzati diversi dal biometano, alla quale seguirà la pubblicazione di una graduatoria a consuntivo nei primi mesi del 2019.

**TABELLA 9** - Graduatoria stimata per il 2018 degli impianti di produzione di biocarburanti avanzati diversi dal biometano qualificati ai sensi del D.M. 2 marzo 2018, (art. 7)

N. posizione	Codice qualifica	Data di ingresso in graduatoria	Data di decorrenza periodo di incentivazione	Capacità produttiva annua qualificata (CIC)	Progressivo capacità produttiva (CIC)	Impianto in graduatoria
1	BMT_10036	02/08/18	30/07/18	23.455	23.455	SI
2	BMT_10034	02/08/18	28/06/18	6.967	30.422	SI
3	BMT_10044	29/08/18	30/07/18	2.501	32.923	SI
4	BMT_10049	30/11/18	30/07/18	893	33.816	SI

Non è stata pubblicata, invece, la graduatoria stimata per l'anno 2018 degli impianti di produzione di biometano avanzato, in quanto a oggi, per l'anno considerato, non risultano impianti di questo tipo da incentivare tramite il D.M. 2 marzo 2018.

Nelle graduatorie a consuntivo del 2018 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.







# EMISSIONI



# EMISSIONI DI GAS SERRA

## CAPITOLO 8



### 8.1 EMISSIONI DI GAS SERRA: IL RUOLO DEL GSE

Dal 2008, il GSE è stato 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. Le attività in capo al GSE in quest'ambito sono disciplinate dal D. Lgs. n. 30/2013 e s.m.i. e afferiscono a due filoni principali:

- collocamento in aste governative presso la piattaforma d'asta comune europea delle quote italiane di emissione (EUA – European Union Allowances ed EUA A - European Union Allowances nel settore aviazione, artt. 6 e 19);
- partecipazione al lavoro della Segreteria tecnica del Comitato ETS (art. 4), Autorità Nazionale Competente per l'attuazione della Direttiva ETS in Italia.

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 2018, in particolare, il GSE ha contribuito allo sviluppo della regolazione europea di attuazione ed esecuzione alle "nuove" regole dell'EU-ETS per il quarto periodo d'obbligo (2021-2030), monitorando costantemente le proposte sul tavolo ed elaborando analisi d'impatto regolatorio delle diverse opzioni, al fine di contribuire a individuare le soluzioni più appropriate alla luce di analisi ed elaborazioni sull'andamento dei fondamentali del mercato con lo specifico intento di stimare l'impatto quantitativo di diverse opzioni di policy nell'EU-ETS con impatto sul mercato del carbonio e di interesse potenziale per gli operatori e/o istituzioni. Le analisi nel 2018, disponibili pubblicamente sul sito istituzionale del GSE, nella sezione "Aste CO<sub>2</sub>"<sup>1</sup> hanno avuto per focus: "L'attivazione di misure in caso di fluttuazioni eccessive dei prezzi" (Rapporto GSE–III trim.); "Il potenziale perimetro italiano dei piccoli emettitori nella IV fase" (Rapporto GSE–III trim.); "Come allineare l'EU-ETS alle Overlapping Policies per la decarbonizzazione" (Rapporto GSE–II trim.); "Prima valutazione degli impatti del costo della CO<sub>2</sub> alla luce degli obiettivi della SEN" (Rapporto GSE–I trim.).

#### NOTE

<sup>1</sup> <https://www.gse.it/servizi-per-te/mercati-energetici/aste-co2/rapporti>

Dal 29 luglio 2016, il GSE, infine, partecipa quale membro nazionale aggiunto al Joint Procurement Steering Committee (JPSC). 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 incentivo nazionali alle rinnovabili e all'efficienza.

## 8.2 COLLOCAMENTO ALL'ASTA DELLE QUOTE DI EMISSIONE ITALIANE DELL'EU-ETS

Dal 2012 il GSE è stato designato quale Responsabile del collocamento delle quote di emissione di competenza nazionale per conto del Governo italiano (Auctioneer) 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, rinnovata nel 2016. Ai sensi della Convenzione, la Società:

- colloca all'asta le quote di emissione di proprietà italiana nei tempi e quantitativi previsti dal calendario annuale stabilito da Commissione Europea e gestisce la piattaforma d'asta, secondo quanto previsto dal Regolamento europeo sulle aste;
- riceve i proventi delle aste e li trasferisce annualmente alla Tesoreria dello Stato, entro il maggio dell'anno successivo a quello di riferimento per le aste;
- svolge attività di monitoraggio normativo, analisi degli impatti derivanti dalle proposte di modifica della regolazione europea e analisi dell'andamento sia del mercato sia dei prezzi delle quote di emissione;
- svolge attività di divulgazione pubblica sulle aste in lingua italiana.

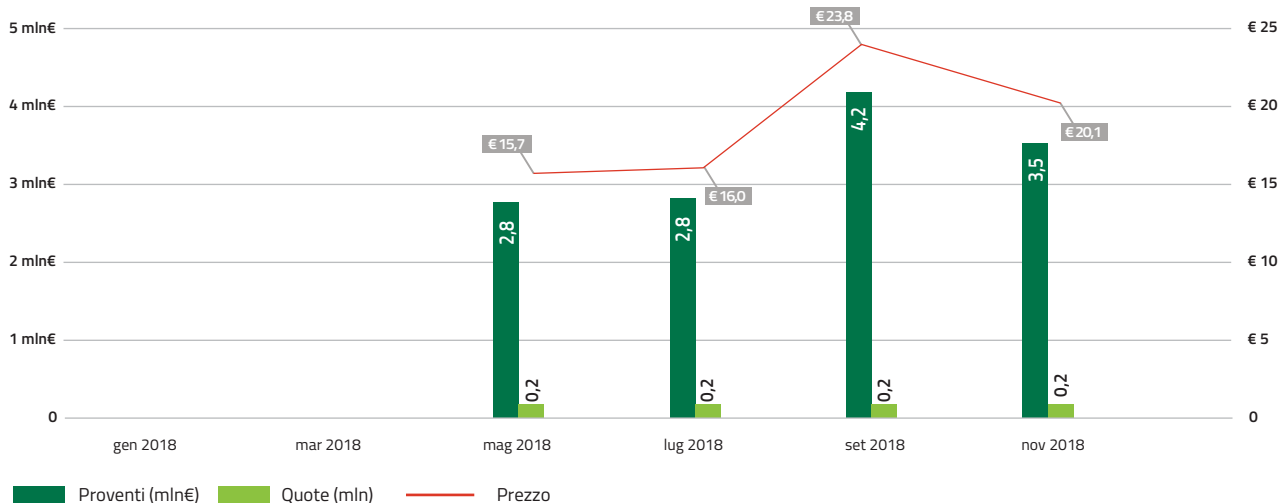
Nel corso del 2018, il GSE ha trasferito alla Tesoreria dello Stato i proventi del 2017 (548,6 mln€) e collocato in asta, per conto dell'Italia, oltre 93 mln (93.357.500) di quote di emissione EUA destinate agli impianti fissi. La Società ha partecipato complessivamente a 139 sessioni d'asta per le EUA, tenutesi sulla piattaforma d'asta comune (CAP2) gestita da EEX-AG. Sono state inoltre collocate sulla piattaforma comune, in 4 sessioni d'asta, 699.500 EUA A (dedicate al settore dell'aviazione civile). Rispetto allo scorso anno, i volumi italiani delle EUA sono lievemente diminuiti passando da 94,7 a 93,4 milioni, a causa della riduzione lineare del cap dell'EU-ETS.

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). La media pesata annuale, determinata prevalentemente dal valore delle EUA, si è attestata a 15,45 €/tCO<sub>2</sub>, con un incremento del 168% rispetto a quanto registrato nel 2017 (5,76 €/tCO<sub>2</sub>).

**FIGURA 1** - Proventi delle aste di quote di emissione italiane EUA e andamento prezzi nel 2018

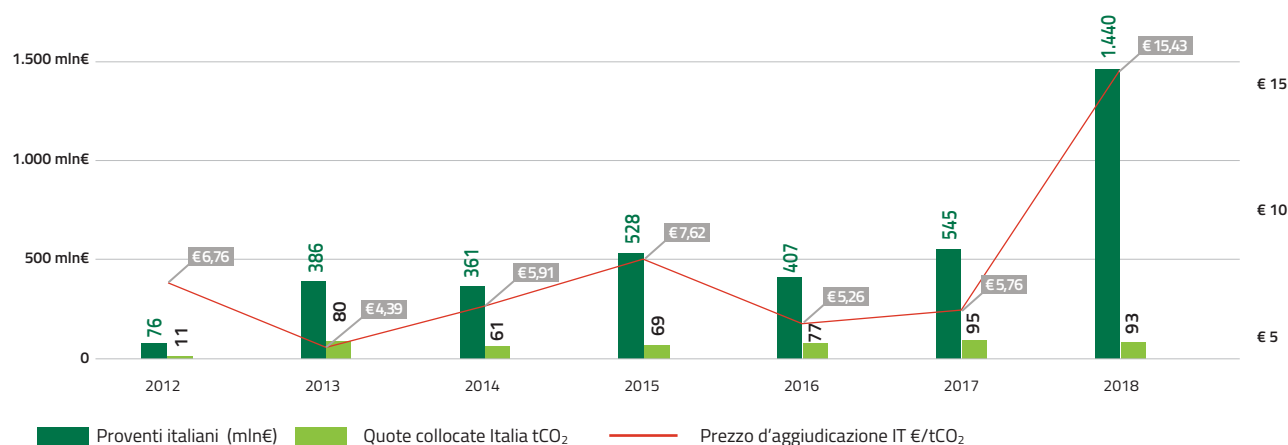
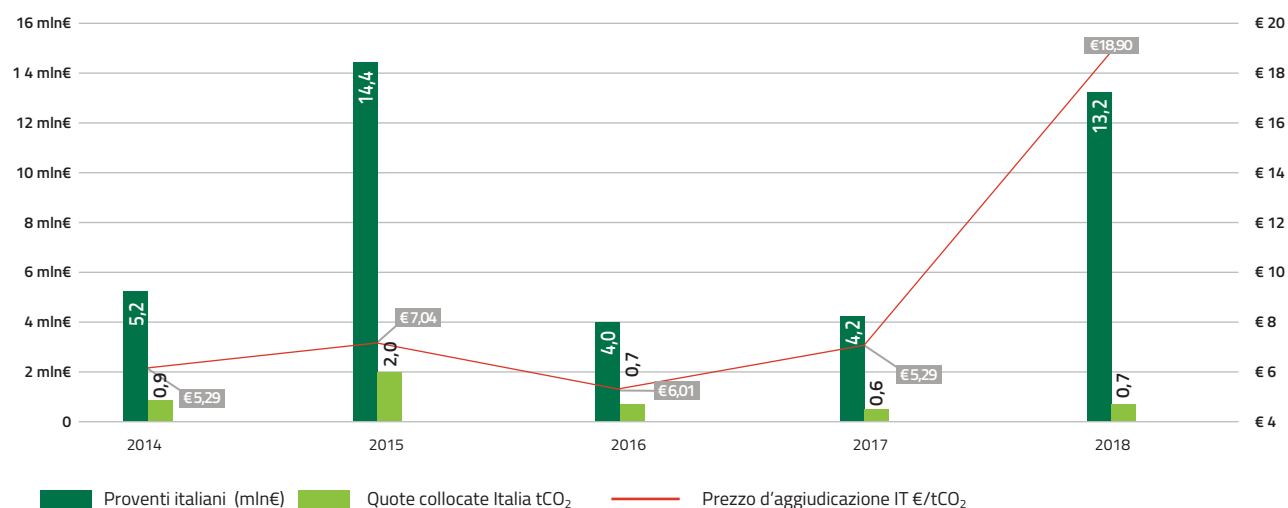


**FIGURA 2** - Proventi delle aste di quote di emissione italiane EUA A e andamento prezzi nel 2018



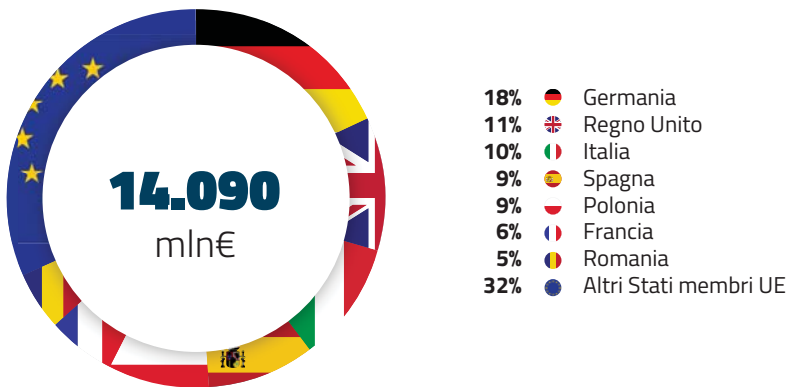
L'incremento dei prezzi è stato notevole ed è probabilmente legato a più fattori, in particolare alla speculazione sull'aumento dei prezzi per l'attivazione della Riserva di Stabilità dal 2019, con la partenza del prelievo del 24% del surplus circolante (questa riduzione è prevista per 5 anni consecutivi), la maggiore certezza sulle regole future fino al 2030, l'ingresso di nuovi partecipanti, 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.



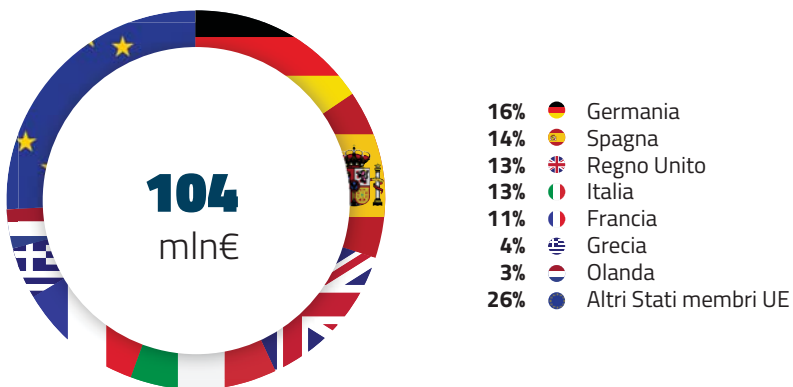
**FIGURA 3** - Proventi delle aste di quote di emissione italiane EUA dal 2012 a oggi per anno

**FIGURA 4** - Proventi delle aste di quote di emissione italiane EUA A dal 2014 a oggi per anno


Grazie all'eccezionale aumento dei prezzi nel 2018, il collocamento delle quote svolto dal GSE, ha generato un forte incremento di ricavi per l'Italia rispetto al 2017, pari a 903 mln€. Il collocamento delle EUA italiane ha generato nel 2018 per il Sistema Paese oltre 1.440 mln€ e il collocamento delle EUA A ha consentito incassi per circa 13 mln€, per un totale di 1.453 mln€ di ricavi dal collocamento di EUA ed EUA A. I ricavi del collocamento delle EUA rappresentano il 10% del totale europeo e il 12% per le EUA A. L'Italia si è attestata terza, dopo Germania e Regno Unito, per proventi complessivamente incassati durante l'anno sulle EUA e quarta per le EUA A.

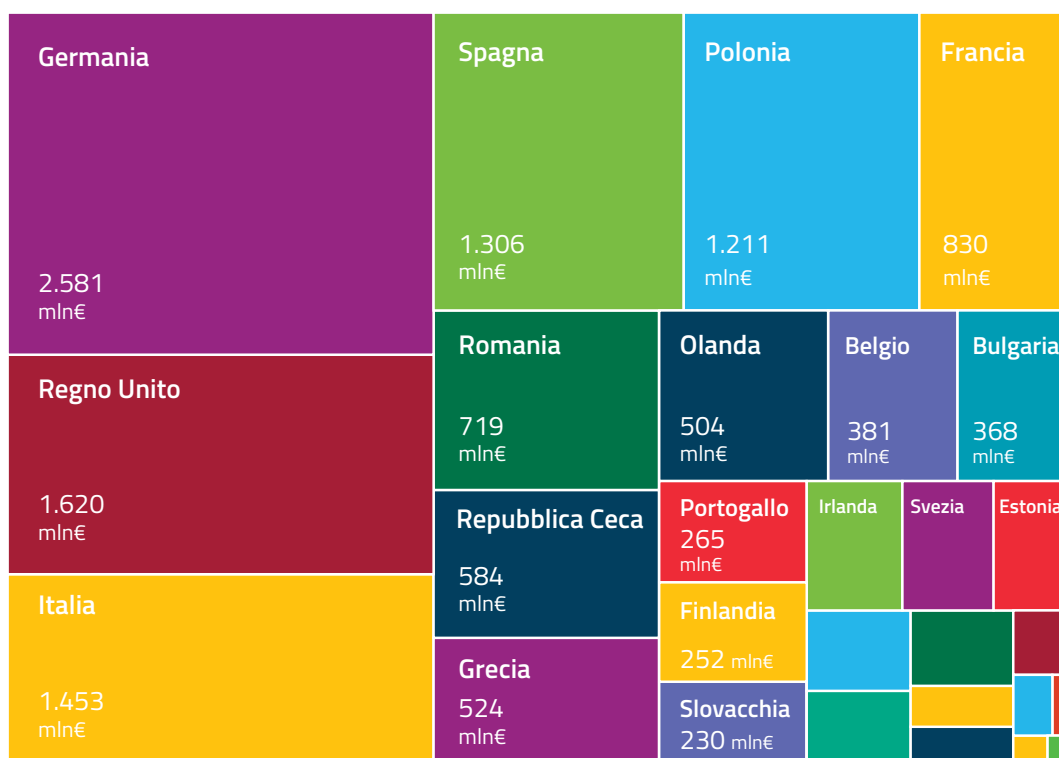
**FIGURA 5** - Proventi d'asta derivanti dalla vendita di EUA nel 2018 per Stato membro



**FIGURA 6** - Proventi d'asta da EUA A vendute nel 2018 per Stato membro



Fonte: Elaborazione GSE su dati ICE ed EEX.

**FIGURA 7** - Proventi complessivi da EUA ed EUA A collocate nel 2018 per Stato membro


Fonte: Elaborazione GSE su dati ICE ed EEX.

Nonostante i prezzi delle EUA siano quasi triplicati, il differenziale esistente tra il valore delle quote e la media dello switching price carbone/gas, ossia lo spread EUA-SP, è passato da una media di 5,3 € nel 2017 ad una media di 12,7 € nel 2018, a causa del maggior rialzo dei prezzi del gas naturale rispetto a quelli del carbone. Ciò ha quindi ridotto le possibilità di switching carbone-gas naturale in Europa nel 2018, ma per entrambi i tipi di centrali termoelettriche sono comunque aumentati i costi marginali, in virtù dell'aumento del prezzo delle quote d'emissione e dei combustibili stessi, tanto da raggiungere nel 2018 costi marginali paragonabili o addirittura inferiori al prezzo per MWh<sub>el</sub> delle aste competitive sulle rinnovabili in Germania<sup>2</sup>.

Un prezzo elevato e stabile della CO<sub>2</sub> può favorire la competitività delle rinnovabili a scapito delle fonti fossili, ma se venissero sostituiti dalle rinnovabili il carbone e successivamente il gas naturale, attraverso un prezzo della quota superiore allo switching price, si accelererebbe la decarbonizzazione del settore termoelettrico. Invece, in caso di differenziali tra quota e switching price troppo elevati, gli incrementi di share delle rinnovabili possono intaccare anche la porzione di generazione elettrica da gas naturale, riducendo l'entità della riduzione delle emissioni.

## NOTE

<sup>2</sup> <https://sandbag.org.uk/2018/08/22/new-wind-solar-vs-existing-fossil/>

**FIGURA 8** - Confronto tra i prezzi spot europei della CO<sub>2</sub> e lo switching price (con corridoio utile per lo switching)



A valle delle singole aste, il GSE ha pubblicato regolarmente aggiornamenti sui risultati ed 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 GSE<sup>3</sup>.

Il 10 maggio 2018 è stato rinnovato, nella sezione "Chi siamo/performance" del sito istituzionale, il contatore aste CO<sub>2</sub>, con una veste grafica innovativa e secondo criteri di dinamicità, interattività e fruibilità a beneficio dell'utente.

**FIGURA 9** – Nuovo contatore aste CO<sub>2</sub> sul portale GSE, all'interno della sezione "chi siamo/performance/asteco2"

Le Aste CO<sub>2</sub> sono il principale meccanismo di assegnazione delle quote di emissione (EUA ed EUA A) valide per adempiere agli obblighi dello European Union Emissions Trading System (EU ETS). Il GSE è il Responsabile del collocamento (Auctioneer) delle quote di emissione italiane sulla Piattaforma Comune Europea - CAP2 (D.lgs. 30/2013 e s.m.i., Reg. UE 1031/2010 e s.m.i.). Nel Contatore Aste CO<sub>2</sub> vengono rendicontati i Ricavi generati dalle Aste per l'Italia ed è possibile confrontarli con quelli degli altri Stati Membri.



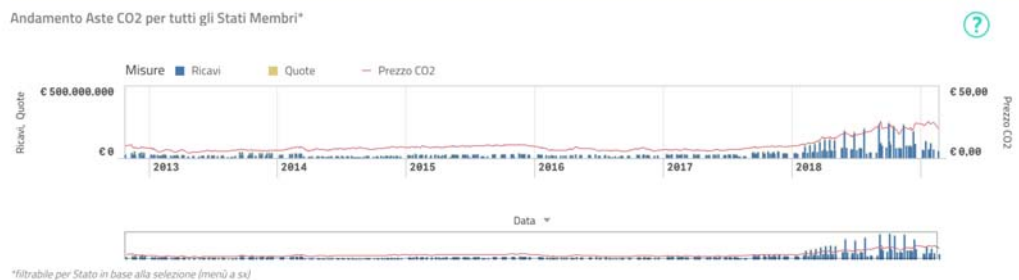
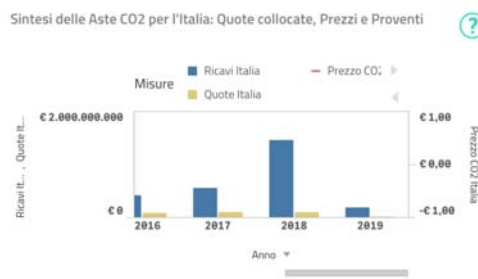
Pulisci filtri

Q QUOTE  
EUA  
EUA A

Stato

Q ANNO  
2012  
2013  
2014  
2015  
2016  
2017  
2018  
2019  
2020

Q TRIMESTRE  
1  
2  
3  
4



**NOTE**

<sup>3</sup> <https://www.gse.it/servizi-per-te/mercati-energetici/aste-co2>

**NOTE**

**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.

**8.3 PROVENTI ASTE E SOSTENIBILITÀ**

Ai sensi del D. Lgs. 30/13 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 art. 10 para 3 Direttiva 2003/87/UE e s.m.i.) e la loro allocazione specifica è stabilita dal MATTM di concerto con il MiSE e con il MEF. L'Italia è tenuta annualmente a rendicontare alla Commissione Europea la destinazione d'uso di tali risorse.

A luglio 2018, come ogni anno in adempimento agli obblighi europei previsti dall'art. 17 del Regolamento europeo 525/2013<sup>4</sup> e dall'art. 24 del relativo atto di esecuzione<sup>5</sup>, l'Italia ha reso pubblica, sul sito dell'Agenzia europea dell'Ambiente<sup>6</sup>, la relazione sulla destinazione d'uso delle risorse derivanti dalle aste governative CO<sub>2</sub>. 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 2017 sono relativi alle risorse generate dalle aste nel 2015. Ciò in virtù del fatto che le risorse generate con le aste CO<sub>2</sub> del 2016 sono state assegnate agli specifici capitoli di spesa del Bilancio sul finire del 2017 e conseguentemente il loro utilizzo sarà rendicontato solo a valle della conclusione del 2018.

Nel luglio 2018, come ogni anno in adempimento agli obblighi europei previsti dall'art. 17 del Regolamento europeo 525/2013<sup>7</sup> e dall'art. 24 del relativo atto di esecuzione<sup>8</sup>, l'Italia ha reso pubblica, sul sito dell'Agenzia europea dell'Ambiente<sup>9</sup>, la relazione sulla destinazione d'uso delle risorse derivanti dalle aste governative CO<sub>2</sub>.

**DECRETI MINISTERIALI  
DI RIPARTIZIONE**

Si riportano a seguire i DD.MM. di ripartizione ad oggi adottati:

- **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 relative all'anno 2014;

- **17 novembre 2016:** 3° D.M. di ripartizione delle risorse relative all'anno 2015;

- **14 dicembre 2017:** 4° D.M. di ripartizione delle risorse relative all'anno 2016.

Di conseguenza, alla data di redazione, l'Italia riporta di non avere utilizzato i proventi delle aste generati nel 2016.

Come riportato nella relazione, l'Italia ha rendicontato l'utilizzo di 232 mln€ per finalità nazionali connesse alla sostenibilità (ex. art. 10.3 e 3 quinquies dir. ETS), 88,189 mln€ attraverso «canali multilaterali di finanziamento per finalità energetico-ambientali» e 15,3 mln€ attraverso «sostegno bilaterale e regionale».

**NOTE**

**6** [http://cdr.eionet.europa.eu/it/eu/mmr/art17\\_auctioning](http://cdr.eionet.europa.eu/it/eu/mmr/art17_auctioning)

**7** 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.

**8** 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.

**9** [http://cdr.eionet.europa.eu/it/eu/mmr/art17\\_auctioning](http://cdr.eionet.europa.eu/it/eu/mmr/art17_auctioning)

## 8.4 SEGRETERIA TECNICA DEL COMITATO ETS: I PICCOLI EMETTITORI

Ai sensi del D. Lgs. 30/13, il GSE esprime un membro nell'ambito della Segreteria tecnica del Comitato ETS, Autorità Nazionale Competente per l'attuazione della Direttiva ETS in Italia. L'attività svolta dal GSE nell'ambito della Segreteria è concentrata, dal 2012, sull'attuazione amministrativa delle disposizioni nazionali per i piccoli emettitori (fondamentalmente PMI) ossia impianti con emissioni inferiori alle 25 mila tonnellate di CO<sub>2</sub> eq. o, qualora svolgano attività di combustione, con potenza termica nominale inferiore a 35 MW.

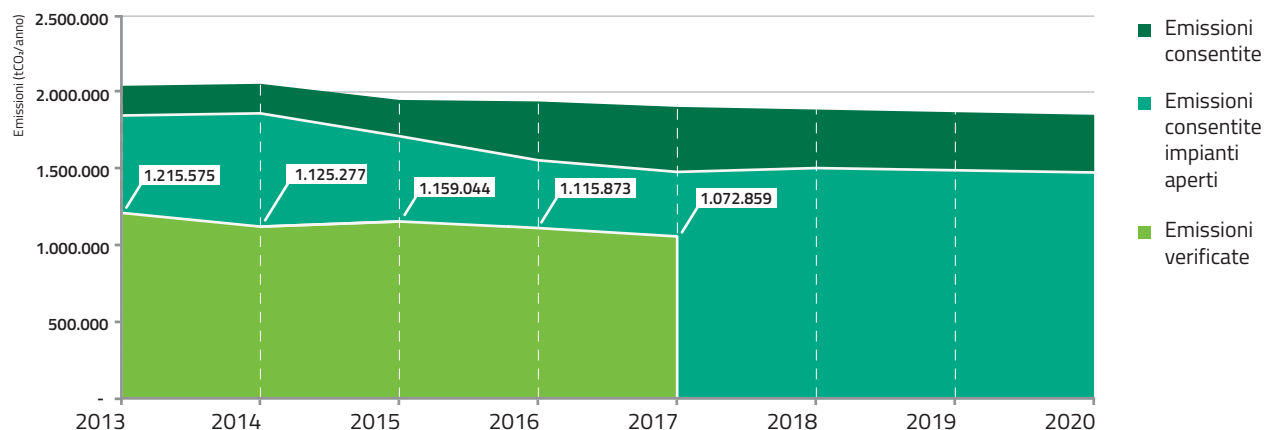
Questi impianti potevano (e potranno anche ai sensi della «nuova» Direttiva per il periodo 2021-2030) chiedere l'esclusione dal campo di applicazione della Direttiva ETS a fronte di misure nazionali equivalenti di riduzione delle emissioni.

Le disposizioni per i piccoli emettitori, definite anche con il supporto tecnico del GSE, vigono dal 2013 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 nel corso del 2018 si sono attestati a 124. Tale riduzione è dovuta a chiusure o sospensioni dell'attività emissiva a seguito del calo dell'attività produttiva. Nel corso del 2018, il GSE, nell'ambito della segreteria tecnica del Comitato ETS, ha fornito supporto operativo per conto del MiSE relativamente ai seguenti adempimenti di legge per i piccoli emettitori:

- validazione delle comunicazioni verificate delle emissioni 2017 e verifica delle comunicazioni delle emissioni relative a "micro emettitori" (con emissioni sotto le 5.000 tCO<sub>2</sub> eq.);
- aggiornamento dei piani di monitoraggio;
- registrazione delle notifiche di sospensione, riavvio o chiusura definitiva delle attività;
- rideterminazione delle emissioni consentite degli impianti che ne hanno fatto richiesta;
- aggiornamento periodico del Registro Nazionale piccoli emettitori (RENAPE);
- partecipazione alle audizioni degli impianti presso la Segreteria tecnica del Comitato ETS;
- rappresentazione dello schema e dell'esperienza nazionale per gli impianti in opt-out in consessi europei di condivisione delle esperienze (i.e. compliance conference).

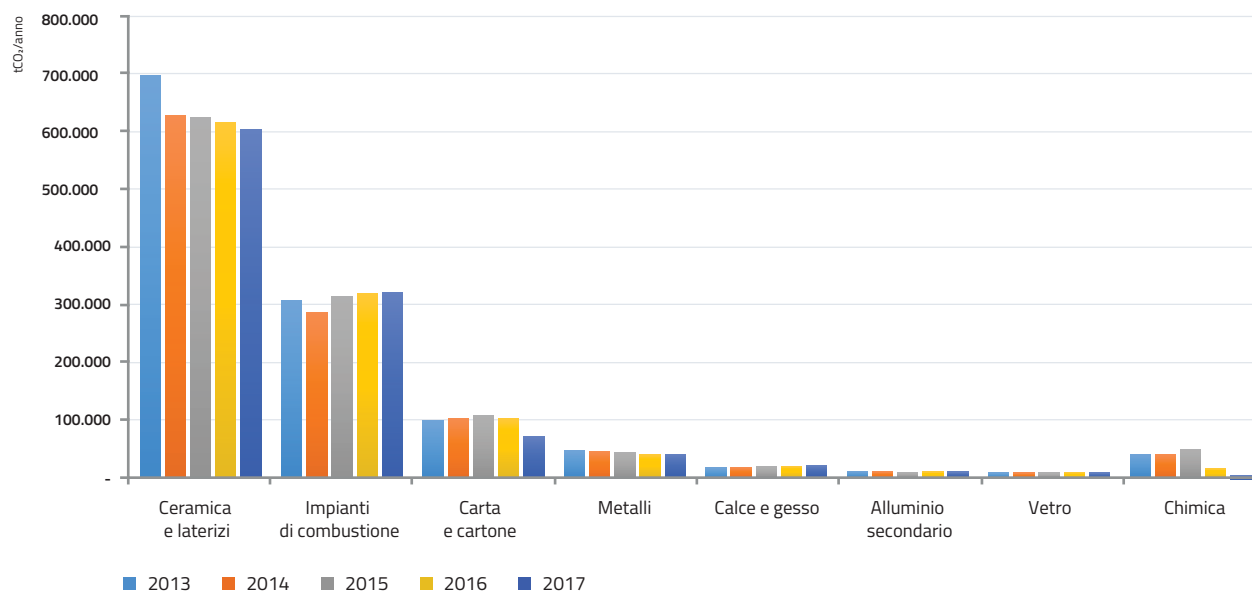
Con riferimento all'attività svolta nell'ambito della Segreteria Tecnica del Comitato ETS, è emerso che nell'anno 2017 gli impianti piccoli emettitori hanno emesso circa di 1,07 mln tCO<sub>2</sub> equivalente (1.072.859 tCO<sub>2</sub>eq), circa il 45% in meno rispetto agli 1,9 mln tCO<sub>2</sub> di emissioni consentite (1.937.779 tCO<sub>2</sub>eq) per l'anno.

**FIGURA 9** - Emissioni consentite ed emissioni verificate degli impianti piccoli emettitori dal 2013 al 2017



Le emissioni sono concentrate prevalentemente nei settori ceramica e laterizi, produzione di energia e carta, che costituiscono rispettivamente il 61%, 23% e il 6% del numero totale degli impianti soggetti al regime piccoli emettitori.

**FIGURA 10** - Emissioni verificate degli impianti piccoli emettitori per settore e anno









**VERIFICHE**

# 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, ai sensi della Delibera ARERA GOP 71/09 e successive modifiche, il GSE esegue in avvalimento le attività di verifica sugli impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili e da fonti assimilate alle rinnovabili che hanno richiesto i benefici di cui al provvedimento CIP6/92. Con la Delibera del 21 dicembre 2017 874/2017/E/eel, l'ARERA ha approvato il Regolamento per l'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), svolti dal GSE nell'ambito del regime di avvalimento.

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 di trattazione del presente Capitolo che riguarda, esclusivamente, l'attività svolta dalla Direzione Verifiche e Ispezioni.

Come ogni anno, anche nel 2018, l'attività di verifica è stata programmata, in termini numerici, in conformità con gli obiettivi definiti dal vertice aziendale.

Tuttavia deve rilevarsi che, a causa delle segnalazioni pervenute alla Direzione Verifiche dagli organi inquirenti e da altre Direzioni del GSE, dirette ad avviare attività di controllo su migliaia di interventi di efficienza energetica incentivati mediante schede standard, per precisione 6.632 aggiuntive rispetto a quelle già gestite nel 2017, la Direzione ha dovuto necessariamente discostarsi dai parametri standard che presiedono all'attività di pianificazione, che ne è risultata profondamente modificata.

Ciononostante, nell'intento di garantire ugualmente il raggiungimento delle percentuali di controllo imposte dal D.M. Controlli, l'attività è stata ulteriormente potenziata raggiungendo risultati complessivi ragguardevoli.

I controlli svolti nell'anno 2018 sono stati 8.442, di cui 1.371 con sopralluogo e 7.071 mediante verifiche documentali, per una potenza complessivamente verificata pari a 2.120 MW.

Nel corso del 2018 sono state effettuate 1.136 verifiche sugli impianti fotovoltaici, per una potenza complessiva pari a 340 MW. Il 40,3% di tali verifiche ha riguardato impianti incentivati ai sensi del D.M. 19 febbraio 2007 e della Legge 129/2010 (Secondo Conto Energia), il 35% impianti incentivati ai sensi del D.M. 5 maggio 2011 (Quarto Conto Energia), il 17,8% impianti incentivati ai sensi del D.M. 5 luglio 2012 (Quinto Conto Energia), il 6,5% impianti incentivati ai sensi del D.M. 6 agosto 2010 (Terzo Conto Energia) e il 0,4% 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 71 verifiche, per una potenza complessiva di 803 MW. Di tali verifiche, 27 hanno riguardato impianti qualificati FER (DD.MM. 6 luglio 2012 e 23 giugno 2016), 44 impianti qualificati IAFR (D.M. 18 dicembre 2008). Oltre ai requisiti ai fini dell'incentivazione, l'attività di controllo è stata estesa anche ad altri riconoscimenti gestiti dal GSE, in particolare 2 impianti IAFR avevano una qualifica per il rilascio dei certificati di Garanzia di Origine (GO) e 3 impianti IAFR eolici avevano una convenzione per la remunerazione della MPE.

Nel 2018 sono state effettuate 3 verifiche in avvalimento, ai sensi della Delibera ARERA n.346/16/E/EFER, su impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili che hanno richiesto i benefici di cui al provvedimento CIP6/92, per una potenza complessiva di 78 MW. Nel corso del 2018 sono state effettuate 149 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 843 MW. Il GSE provvede annualmente, previa istanza presentata dagli operatori, al riconoscimento a consuntivo del funzionamento CAR e, per le unità di cogenerazione che lo richiedono, al successivo riconoscimento del numero di CB cui hanno diritto. 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 2018, a fronte di 149 verifiche effettuate, sono state oggetto di controllo complessivamente 678 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 10 verifiche, per una potenza complessiva di circa 56 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, previa istanza dell'operatore, 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 2018, a fronte di 10 verifiche effettuate, sono state oggetto di controllo complessivamente 71 annualità.

Nel 2018 sono state effettuate 6.671 verifiche su interventi di efficienza energetica ai sensi del D.M. 28 dicembre 2012 - CB e 402 verifiche su interventi ai sensi del D.M. 28 dicembre 2012 - Conto Termico. L'analisi dei dati storici mostra come le attività di verifica, a decorrere dall'anno 2001 (anno di costituzione del GRTN, ora GSE), abbiano avuto un andamento significativamente crescente.

**TABELLA 1** - Numero di verifiche effettuate dal GSE dal 2001 al 2018

		2001-2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
FTV	Sopralluoghi	1.764	2.525	1.546	2.440	2.798	2.086	2.220	1.572	1.105
	Documentali	-	-	-	68	390	833	1.333	102	31
	<b>Totale</b>	<b>1.764</b>	<b>2.525</b>	<b>1.546</b>	<b>2.508</b>	<b>3.188</b>	<b>2.919</b>	<b>3.553</b>	<b>1.674</b>	<b>1.136</b>
IAFR/FER	Sopralluoghi	421	72	135	99	97	86	87	218	68
	Documentali	-	-	-	-	335	164	93	188	3
	<b>Totale</b>	<b>421</b>	<b>72</b>	<b>135</b>	<b>99</b>	<b>432</b>	<b>250</b>	<b>180</b>	<b>406</b>	<b>71</b>
CB/CT	Sopralluoghi	-	-	-	-	54	53	103	92	116
	Documentali	-	-	-	-	57	172	290	2.952	6.957
	<b>Totale</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>111</b>	<b>225</b>	<b>393</b>	<b>3.044</b>	<b>7.073</b>
Avvalimento ARERA	Sopralluoghi	14	31	35	27	22	14	7	2	3
CHP+TLR/CAR	Sopralluoghi	43	2	2	20	37	51	84	83	79
	Documentali	-	-	-	-	2	5	23	51	80
	<b>Totale</b>	<b>43</b>	<b>2</b>	<b>2</b>	<b>20</b>	<b>39</b>	<b>56</b>	<b>107</b>	<b>134</b>	<b>159</b>
<b>Totale</b>	Sopralluoghi	<b>2.242</b>	<b>2.630</b>	<b>1.718</b>	<b>2.586</b>	<b>3.008</b>	<b>2.290</b>	<b>2.501</b>	<b>1.967</b>	<b>1.371</b>
	Documentali	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>68</b>	<b>784</b>	<b>1.174</b>	<b>1.739</b>	<b>3.293</b>	<b>7.071</b>
<b>Totale</b>		<b>2.242</b>	<b>2.630</b>	<b>1.718</b>	<b>2.654</b>	<b>3.792</b>	<b>3.464</b>	<b>4.240</b>	<b>5.260</b>	<b>8.442</b>

**TABELLA 2** - Verifiche svolte dal 2010 al 2018: potenza [MW] degli impianti verificati

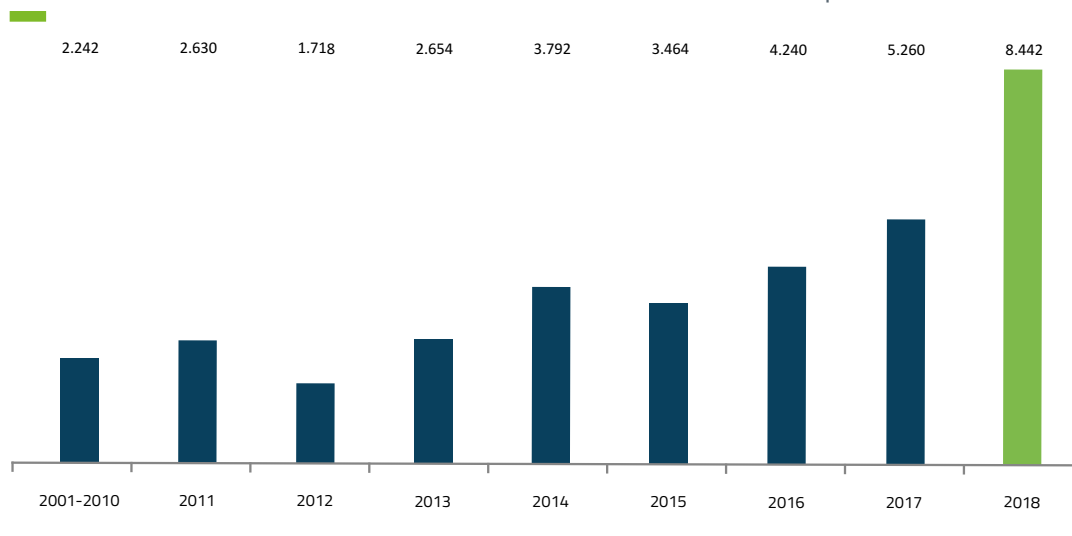
TIPOLOGIA DI IMPIANTO/ MECCANISMO INCENTIVANTE	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Impianti fotovoltaici	69	1.033	884	402	568	675	818	1.505	340
Impianti IAFR/FER	1.573	1.408	3.767	783	1.086	1.812	1.481	1.098	803
Impianti CIP6/92 e di cogenerazione in avvalimento ARERA	1.017	3.135	1.793	2.149	1.916	956	32	259	78
Impianti di cogenerazione abbinata al teleriscaldamento	421	26	31	426	12	76	443	204	56
Impianti CAR (D.M. 5 settembre 2011)	-	-	-	-	1.275	1.801	225	1.278	843
CB (D.M. 28 dicembre 2012)	-	-	-	-	-2	-2	-2	-2	-2
Conto Termico (D.M. 28 dicembre 2012)	-	-	-	-	-2	-2	-2	-2	-2
<b>Impianti verificati (potenza totale MW)<sup>1</sup></b>	<b>2.547</b>	<b>5.602</b>	<b>6.475</b>	<b>3.760</b>	<b>4.857</b>	<b>5.320</b>	<b>2.999</b>	<b>4.344</b>	<b>2.120</b>

<sup>1</sup> I valori totali possono non coincidere con la somma dei valori di ciascuna colonna in quanto alcuni impianti possono beneficiare di più meccanismi.

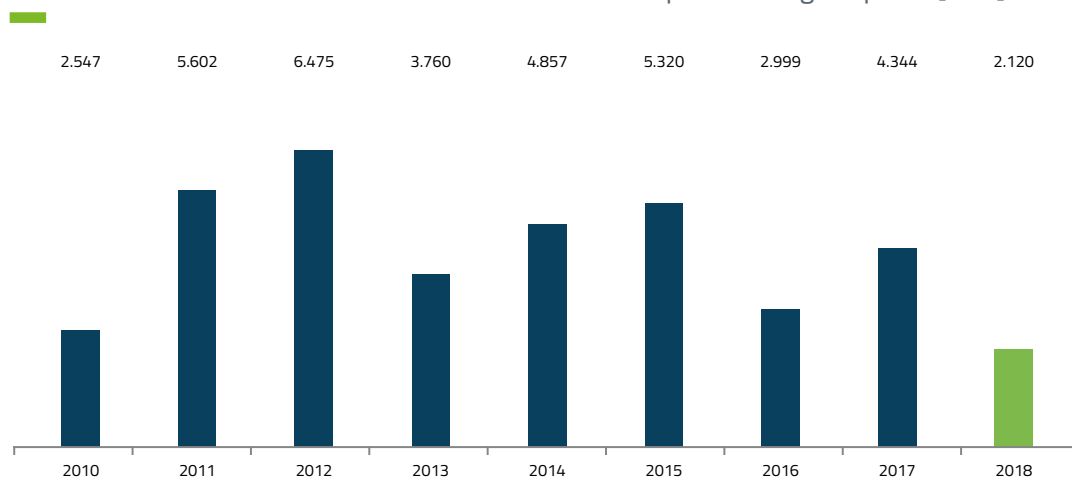
<sup>2</sup> Per gli interventi di efficienza energetica incentivati ai sensi dei DD.MM. 28 dicembre 2012 (CB e Conto Termico) non è generalmente applicabile un valore di potenza elettrica associato all'intervento.



**FIGURA 1** - Attività di verifica svolte dal 2001 al 2018: numero di impianti



**FIGURA 2** - Attività di verifica svolte dal 2010 al 2018: potenza degli impianti [MW]



Nell'ambito delle attività svolte nel 2018, si evidenzia che:

- sono state effettuate verifiche sugli impianti FER iscritti in posizione utile nei registri o aggiudicatari delle procedure d'asta ai sensi del D.M. 23 giugno 2016;
- è stata incrementata in maniera significativa l'attività di verifica sugli interventi di efficienza energetica, con particolare riferimento ai progetti di efficienza energetica presentati con metodologia standardizzata (RVC-S);
- in continuità con quanto effettuato nel 2017, sono state svolte attività di verifica mirate su impianti presso i quali sono installati moduli con potenziali problematiche di contraffazione, prevedendo, unitamente alle verifiche mediante sopralluogo, anche controlli di tipo documentale;
- 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 a una funzione anche di natura diagnostica a vantaggio degli operatori.

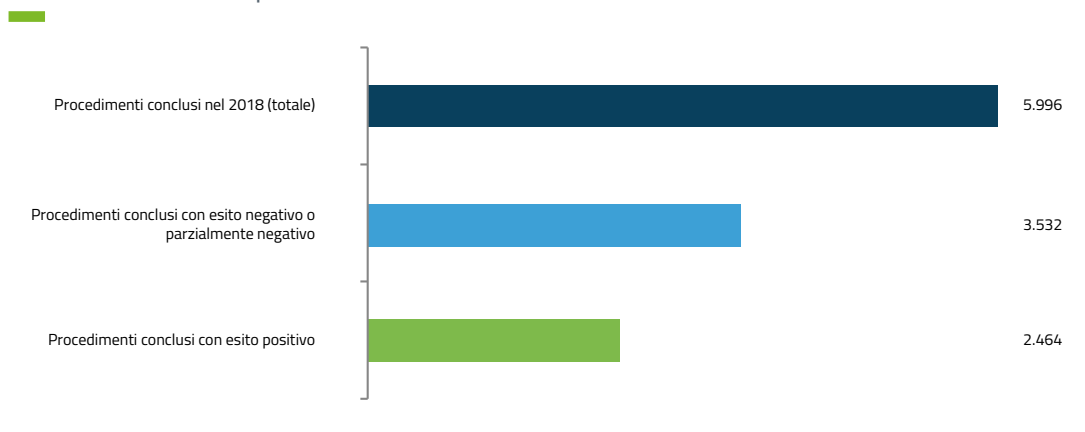
In particolare oggi, alla luce delle novità introdotte dalla Legge 27 dicembre 2017, n. 205 che prevede riduzioni percentuali degli incentivi, in luogo della decadenza, a fronte delle violazioni di minore gravità che saranno individuate dalla nuova disciplina organica dei controlli, in via di revisione, i Soggetti Responsabili sarebbero spinti a verificare, in via autonoma, la rispondenza dei propri impianti ai requisiti di legge, consultando la tipologia e la frequenza delle violazioni riscontrate, come pubblicate nella Banca Dati Verifiche del GSE, di cui è data una sintetica anticipazione nel presente Rapporto. Ciò permetterebbe di fruire dell'ulteriore riduzione percentuale delle decurtazioni, che saranno definite dal Ministero, nell'ipotesi di autodenuncia al di fuori di un procedimento di controllo.

La rendicontazione degli esiti delle attività di verifica condotte nel 2018 mostra un numero del tutto residuale di procedimenti conclusi con esito negativo nel mondo FER, dando immediata evidenza di come il GSE abbia anticipato, nei fatti, la volontà del legislatore, riconoscendo l'incentivo, a fronte di determinate irregolarità, nella misura effettivamente spettante, senza comminare però alcuna sanzione aggiuntiva.

Nel 2018, in previsione dell'emanazione del nuovo D.M. Controlli, che dovrebbe rivedere radicalmente la filosofia del D.M. 31 gennaio 2014, il GSE, in conformità ai principi di razionalità e buon andamento dell'azione amministrativa, pur avviando migliaia di nuovi procedimenti, ha concentrato la propria attività su quelli già pendenti, concludendo quelli connotati da irregolarità tali da non comportare la decadenza dal diritto agli incentivi, ma solo la rimodulazione della relativa entità. Sarebbe risultato iniquo e non al passo con le novità normative che dovrebbero assumere una forma definitiva con l'emanazione del nuovo D.M. Controlli, comminare la decadenza a fronte di irregolarità che saranno in futuro sanzionate con una mera decurtazione tariffaria.

Nel 2018 il GSE ha concluso 5.996 procedimenti di verifica, alcuni avviati nel medesimo anno, altri avviati negli anni precedenti; 2.464 (41,1%) si sono conclusi con esito positivo, ovvero senza che siano state accertate difformità, e 3.532 (58,9%) con esito negativo o parzialmente negativo. Tali procedimenti hanno determinato l'accertamento nel 2018 di 3.916 violazioni.

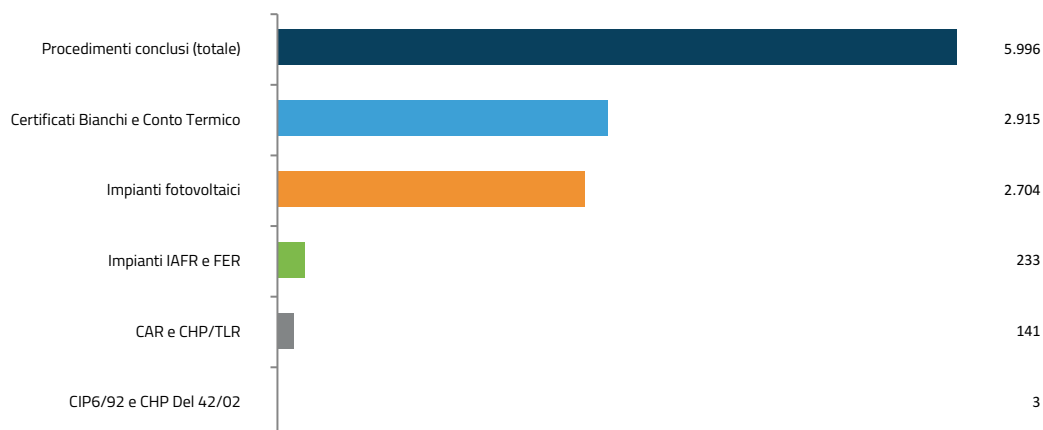
**FIGURA 3** - Esiti dei procedimenti conclusi nel 2018



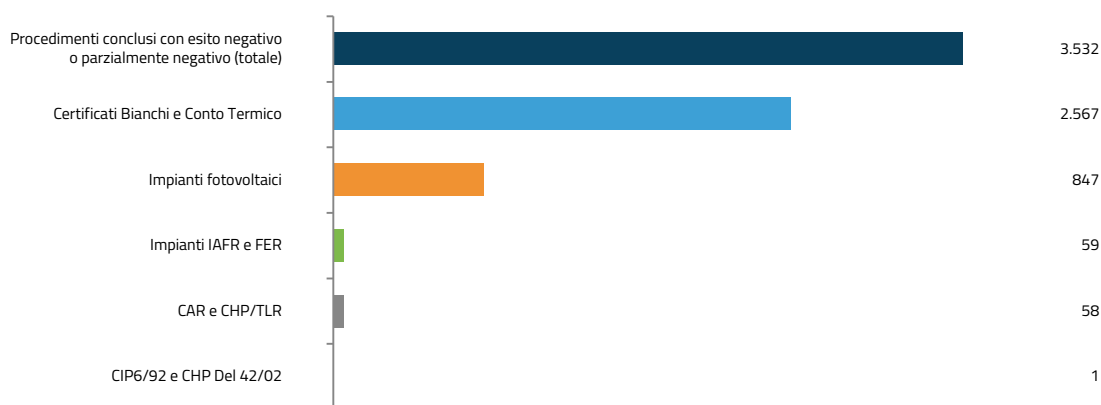
Con riferimento ai diversi meccanismi di incentivazione, 2.704 procedimenti hanno riguardato impianti fotovoltaici (45,1%), 2.711 interventi di cui al D.M. 28 dicembre 2012 - CB (45,2%), 204 interventi di cui al D.M. 28 dicembre 2012 - Conto Termico (3,4%), 233 impianti IAFR e FER (3,9%), 141 impianti CAR e CHP+TLR (2,3%) e 3 impianti CIP6/92 (0,1%).



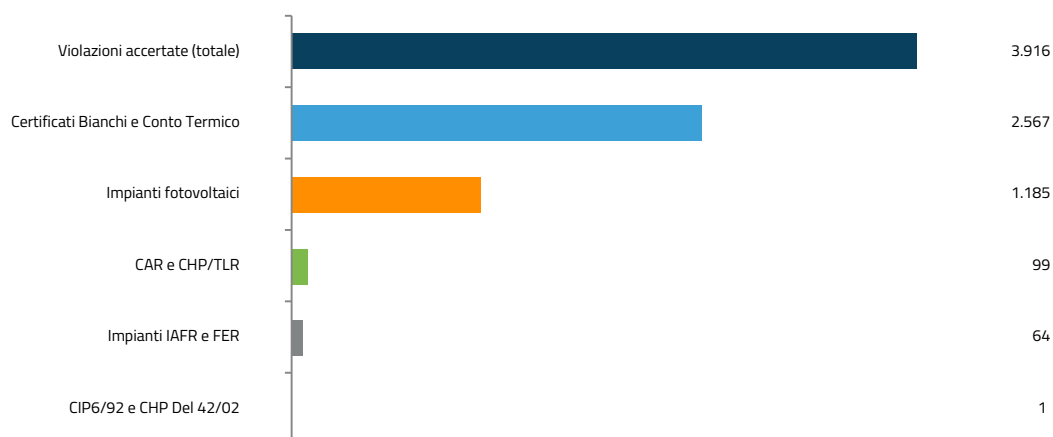
**FIGURA 4** - Procedimenti conclusi nel 2018: suddivisione per tipo di incentivazione



**FIGURA 5** - Procedimenti conclusi con esito negativo/parzialmente negativo nel 2018: suddivisione per tipo di incentivazione



**FIGURA 6** - Violazioni accertate nel 2018



Con riferimento alle attività di controllo afferenti agli impianti fotovoltaici, nel 2018 sono state accertate 1.185 violazioni, in ragione delle quali sono stati conclusi con esito negativo o parzialmente negativo 847 procedimenti di verifica.

In continuità con quanto effettuato nel triennio 2014-2016, è proseguita l'attività di verifica, sia mediante sopralluoghi, sia mediante controlli di tipo documentale, relativa a impianti presso i quali sono stati installati moduli con potenziali problematiche di contraffazione.

Sul punto si rammenta che nel mese di giugno 2017 è stata emanata la Legge del 21 giugno 2017, n.96, recante disposizioni relative alla "salvaguardia della produzione di energia da impianti fotovoltaici con moduli non certificati o con certificazioni non rispondenti alla normativa di riferimento". In ragione di tale norma, i soggetti beneficiari degli incentivi in Conto Energia, titolari di un impianto fotovoltaico con potenza nominale superiore a 3 kW, per i quali il GSE, a seguito di verifiche o controlli, ha rilevato unicamente violazioni in ordine alla conformità dei moduli fotovoltaici, hanno presentato istanza finalizzata al riconoscimento della tariffa incentivante base, al netto delle maggiorazioni previste dal D.M. 5 maggio 2011 e dal D.M. 5 luglio 2012 per impiego di componentistica europea, decurtata del 20%.

La Legge n.124 del 4 agosto 2017 ha esteso tale salvaguardia anche agli impianti fotovoltaici di piccola taglia (tra 1 e 3 kW), in cui, a seguito di verifica, risultino installati moduli non certificati o con certificazioni non rispondenti alla normativa di riferimento e per i quali si applica una decurtazione del 30% della tariffa incentivante sin dalla data di decorrenza della convenzione.

Complessivamente le Leggi 96 e 124 del 2017, in tema di moduli fotovoltaici e di certificati di origine contraffatti o non rispondenti ai requisiti di legge, hanno comportato una rivisitazione (in termini di riesame di procedimenti già conclusi e di gestione di nuovi procedimenti) per un totale di 298 impianti cui, in luogo della decadenza, è stata riconosciuta una tariffa ridotta rispetto a quella originaria.

Per quanto riguarda gli impianti CAR e gli impianti CHP+TLR, sono state accertate 99 violazioni, che hanno determinato 58 procedimenti di verifica conclusi con esito negativo o parzialmente negativo. Relativamente agli impianti CIP6/92, è stata accertata una violazione, in ragione della quale è stato concluso con esito parzialmente negativo un procedimento di verifica.

Per quanto riguarda gli impianti IAFR/FER, sono state accertate 64 violazioni in base alle quali sono stati conclusi con esito negativo o parzialmente negativo 59 procedimenti di verifica.

Relativamente agli interventi di cui al D.M. 28 dicembre 2012 (Conto Termico), sono state accertate 38 violazioni, da cui sono scaturiti 38 procedimenti di verifica conclusi negativamente.

Infine, relativamente agli interventi di cui al D.M. 28 dicembre 2012 (CB), sono state accertate 2.529 violazioni, da cui sono scaturiti 2.529 procedimenti di verifica conclusi negativamente.

La Legge n.124 del 4 agosto 2017, Legge annuale per il mercato e la concorrenza ha modificato l'art. 42 del D.Lgs. 28/2011 prevedendo che nei casi in cui, nell'ambito delle istruttorie di valutazione aventi ad oggetto il rilascio di TEE o nell'ambito di attività di verifica, il GSE riscontri la non rispondenza del progetto approvato alla normativa e tali difformità non siano riconducibili a dichiarazioni non veritiere o a difformità dell'intervento rispetto a quanto rappresentato nel progetto originariamente presentato, non si procede al recupero ma non saranno emessi ulteriori TEE per il periodo residuo di incentivazione.

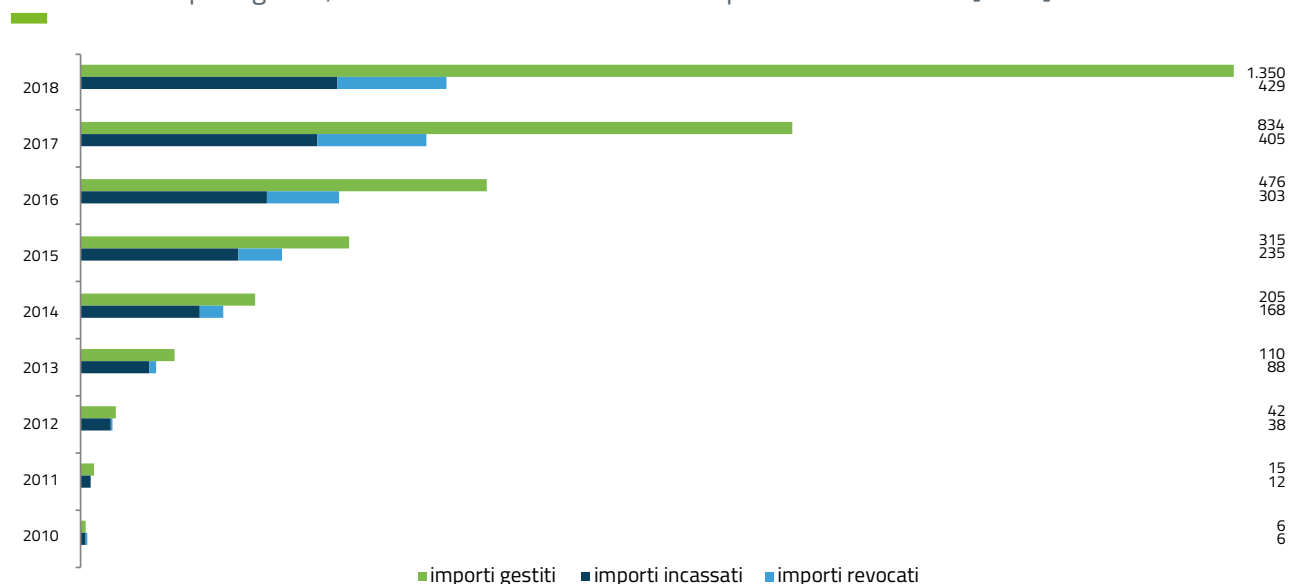
Per effetto delle modifiche introdotte dalla Legge 124/2017, il GSE ha avviato, su istanza degli operatori, istruttorie volte ad accertare l'applicabilità della norma ai procedimenti di verifica conclusi negativamente.

## 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 antimafia interdittiva, ricalcoli degli incentivi erogati, segnalazioni di furto, danni e rimozione degli impianti fotovoltaici. Nell'ambito del processo di recupero incentivi, il GSE provvede al ricalcolo degli incentivi spettanti e 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 2018 ammonta a circa 1,35 mld€, di cui 301 mln€ incassati e 128 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 2010-2018 [mln€]



Nel corso del 2018 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 2018, i recuperi gestiti per il solo esercizio 2018 ammontano a circa 515 mln€ (359 mln€ nel 2017), così articolati:

- 457,92 mln€ per irregolarità riscontrate con riferimento ai TEE (103,95 mln€ nel 2017);
- 25,39 mln€ per irregolarità riscontrate con riferimento ai CV e con riferimento agli impianti ricadenti nel regime di incentivazione GRIN (ex CV) (42,25 mln€ nel 2017);
- 14,75 mln€ per irregolarità riscontrate con riferimento ai TEE-CAR (4,34 mln€ nel 2017);
- 8,94 mln€ per difformità rilevate in ordine a impianti fotovoltaici incentivati con il Conto Energia (195,98 mln€ nel 2017);
- 7,64 mln€ per irregolarità riscontrate con riferimento agli impianti ricadenti nel regime della TO (11,59 mln€ nel 2017);
- 0,55 mln€ per irregolarità riscontrate con riferimento al Conto Termico (0,21 mln€ nel 2017);
- 0,06 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 (0,15 mln€ nel 2017).

**FIGURA 8** - Tipologia di incentivi oggetto di recupero nel 2018 [mln€]



A seguito dell'avvio del processo di recupero incentivi e sulla base delle azioni intraprese dall'operatore (per esempio pagamento, richiesta di dilazione, istanza di riesame e ricorso), le pratiche attraversano diversi stadi di lavorazione, come di seguito rappresentato con riferimento ai recuperi avviati nel 2018.

**FIGURA 9** - Importi 2018 suddivisi per stato di lavorazione [mln€]



Dell'ammontare complessivo di circa 515 mln€, sono stati recuperati, nel corso del 2018, 22,60 mln€ (4% del totale). Inoltre, nel corso dell'anno sono stati effettuati recuperi per ulteriori 36,70 mln€, relativi ai provvedimenti intrapresi nel periodo 2010 - 2017.

**TABELLA 3** - Dettaglio importi gestiti e recuperati nel periodo 2010 - 2018 [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)
			2010-2017	2018		
2010 - 2017	834,83	126,61	241,70	36,70	278,40	429,82
2018	515,25	1	-	22,60	22,60	491,65
<b>Totale</b>	<b>1.350,08</b>	<b>127,61</b>	<b>241,70</b>	<b>59,30</b>	<b>301</b>	<b>921,47</b>

Dei 515 mln€ di recuperi gestiti per l'esercizio 2018, circa 26,60 mln€ risultano come recuperi ancora da effettuare; si tratta principalmente di situazioni per cui non essendo ancora scaduti i termini concessi dal provvedimento dei seguiti commerciali o dal provvedimento di sollecito per il pagamento, il GSE è in attesa degli adempimenti richiesti da parte degli operatori.

Considerato il particolare contesto economico e le crescenti richieste da parte degli operatori di rateizzare la restituzione delle somme, nel corso del 2018, sono state accettate, anche a tutela del credito del GSE, soluzioni di pagamento dilazionate (a fronte della dilazione concessa, il GSE applica gli interessi di ritardato pagamento). Con riferimento ai recuperi avviati nel 2018, sono state accordate 19 dilazioni che garantiranno nel corso dei prossimi mesi il rientro rateizzato di circa 3,45 mln€. Complessivamente nel corso del 2018 sono stati gestiti 45 piani di rientro a copertura di un importo di circa 16 mln€.

Dei 515 mln€ relativi all'anno 2018, circa 462 mln€ (90% 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 2018 circa 9,5 mln€ sono coperti da garanzie fideiussorie presentate dagli operatori.

Infine, risultano come recuperi revocati circa 1 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 4** - Importi gestiti nel processo di recupero incentivi nel 2018

DESCRIZIONE	mln€	%
A - Totale importi gestiti «certi»	27,05	5,2%
A.1 - Recuperi effettuati	22,60	4,4%
A.2 - Recuperi con piano di rientro	3,45	0,7%
A.3 - Recuperi revocati	1	0,2%
B - Importi gestiti «non certi» (legale)	461,60	89,6%
C - Recuperi da effettuare (avviati)	26,60	5,2%
<b>Recuperi gestiti (A+B+C)</b>	<b>515,25</b>	<b>100%</b>

## 9.3 CONTENZIOSO

Il GSE è parte, al 31 dicembre 2018, in circa 3.900 contenziosi, che pendono sia in sede amministrativa che civile. Di questi, circa 1.300 contenziosi sono sorti nel corso del 2018. Gli esiti processuali sono stati, anche nell'anno appena trascorso, 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 e/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.

### Certificati Bianchi

Il principale ambito di contenzioso del 2018 è senza dubbio quello dei CB, o TEE, che riguarda circa la metà dei nuovi giudizi. 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). In tale ambito il GSE ha dovuto talvolta negare il riconoscimento di CB 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 CB a fronte della Richiesta di Verifica e Certificazione presentata in corso d'anno su PPPM già approvate.

Nel biennio 2017-2018 è stata, inoltre, svolta dal Gestore una complessiva revisione 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. I giudizi che ne sono scaturiti sono tuttora pendenti in primo grado e si attendono le prime pronunce di merito da parte del Giudice Amministrativo.

Per quanto attiene ai 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), il TAR del Lazio si è invece espresso a favore degli operatori, ma è stata proposta impugnazione innanzi al Consiglio di Stato. 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 D.M. 11 gennaio 2017.

### Fotovoltaico

Nel corso dell'anno 2018 il numero di nuovi giudizi che hanno riguardato tematiche relative agli incentivi previsti per gli impianti fotovoltaici si è ridotto, sia in termini assoluti sia rispetto al complessivo contenzioso aziendale.

Come già per gli anni precedenti, i nuovi giudizi sorti in tale ambito 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, preclude nuove ammissioni. Con riferimento, in particolare, al potere di verifica del GSE è stata più volte incidentalmente affermata dal giudice amministrativo, come principio generale, la specialità dei provvedimenti decadenziali del Gestore rispetto all'ordinario strumento dell'autotutela amministrativa: vista, infatti, l'introduzione ad agosto 2015, da parte della riforma Madia, del limite di 18 mesi, dall'emissione di un provvedimento amministrativo, per il suo annullamento in autotutela da parte della PA, le controparti avevano cercato di contestare le decadenze disposte dal GSE, qualificandole come un tardivo esercizio del potere di autotutela. I giudici amministrativi, non solo di primo ma anche di secondo grado, hanno invece ritenuto che i procedimenti di verifica del Gestore e i conseguenti provvedimenti sono oggetto di una disciplina speciale, commisurata alla peculiarità del sistema di incentivazione, alla quale pertanto non si può applicare il suddetto limite.

Sotto il profilo delle contestazioni di natura tecnica riguardo agli impianti fotovoltaici, il filone più corposo del 2018 – come già per l'anno precedente – afferisce alla mancata certificazione di provenienza da Paesi UE dei pannelli installati sugli impianti fotovoltaici, che avevano ottenuto l'accesso ai meccanismi incentivanti del Quarto e Quinto Conto Energia e – più in generale – all'utilizzo sugli impianti oggetto di verifica di pannelli privi delle certificazioni previste negli allegati tecnici di tutti i Conti Energia.

A tal riguardo occorre però rammentare che nel corso del 2017 sono intervenuti due distinti provvedimenti normativi (l'art. 57 quater della L. n. 96 del 21 giugno 2017, di conversione del D.L. n. 50 del 24 aprile 2017, e l'art. 1, co. 89, capoverso 3-quater della L. n. 124 del 4 agosto 2017) - riguardanti rispettivamente gli impianti di potenza superiore e inferiore ai 3 kW - che hanno consentito, a determinate condizioni (e salvo che ovviamente gli impianti stessi non presentassero altre violazioni), la parziale riammissione agli incentivi per le iniziative per le quali siano stati utilizzati pannelli non conformi.

A seguito dei provvedimenti normativi sopra citati il contenzioso su tale tematica si è ridotto, rimanendo tuttavia abbastanza consistente in quanto parte dei produttori ritiene in ogni caso di aver titolo al mantenimento integrale dell'incentivo originariamente concesso, senza decurtazioni. Molteplici contenziosi sorti nel 2018 afferiscono, inoltre, a provvedimenti con i quali il GSE ha disposto, per carenza di requisiti, la decadenza o la riduzione della tariffa concessa a seguito della verificata elusione della previsione di cui all'art. 12, comma 5 del D.M. 5 maggio 2011 (cd. norma anti-frazionamento). Sul tema sono sorti ulteriori contenziosi a seguito dell'introduzione del D.M. 23 giugno 2016, che reca all'art. 29, da un lato, un principio generale in materia di artato frazionamento, legando la valutazione del GSE al criterio dell'equa remunerazione dell'investimento, e, dall'altro, amplia l'applicazione di tale principio alle attività di verifica e controllo svolte ai sensi del D.M. del 31 gennaio 2014. Pertanto, oltre al contenzioso conseguente alla mancata o ridotta concessione di nuovi incentivi, ne è scaturito un ulteriore filone derivante dai provvedimenti di decadenza (totale o parziale) dagli incentivi emessi nei confronti di soggetti responsabili di impianti che - a seguito di verifica - sono risultati incorrere in detta violazione.

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 è consolidata, da un lato, la giurisprudenza che ha ritenuto che non possa considerarsi concluso un impianto in mancanza del completamento di tutti i componenti previsti da progetto e, dall'altro, quella afferente all'assoluta rilevanza della valutazione, ai fini dell'accertamento dello stato dei luoghi, delle fotografie caricate al tempo dal soggetto responsabile sotto propria responsabilità e dell'eventuale raffronto con la situazione attuale.

Da ultimo, fra la fine del 2017 e l'inizio del 2018, sono stati notificati taluni 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 MiSE, Agenzia delle Entrate e da GSE, sussiste un'incompatibilità tra i suddetti incentivi e benefici fiscali. Pertanto, il GSE ha richiesto agli operatori, tramite news pubblicata sul proprio portale a novembre 2017, di operare una scelta tra le diverse tipologie di ausili economici e ha avviato procedimenti volti a rilevare eventuali indebiti cumuli. I contenziosi, che riguardano di fatto unicamente l'interpretazione data al combinato disposto delle norme, verranno valutati nel merito dal TAR del Lazio nel corso della prima metà del 2019.

### IAFR e FER

Con riferimento alle altre fonti di energia rinnovabile, il contenzioso nel 2018 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.

La casistica che è risultata numericamente più consistente in corso d'anno è quella che ha riguardato numerosi dinieghi espressi dal GSE alla richiesta di accesso agli incentivi FER per gruppi di impianti eolici riconducibili alla medesima iniziativa imprenditoriale, individualmente di potenza inferiore ai 60 kW, che però risultavano contigui alla particella catastale in cui era sita l'infrastruttura di misura dell'energia e di immissione in rete della medesima. In applicazione delle disposizioni contro l'artato frazionamento di cui al D.M. 23 giugno 2016, il GSE non ha potuto che disporre il diniego all'accesso agli incentivi. Peraltro, le prime pronunce rese dal Giudice amministrativo sul tema rilevano la correttezza dell'interpretazione normativa data dal GSE.



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. Permangono, in minor misura, 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'antiorità 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, si è consolidata ulteriormente la giurisprudenza in ordine alla assoluta responsabilità (a pena di decadenza) in capo all'operatore sulla 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.

Taluni operatori idroelettrici hanno, inoltre, contestato la minor tariffa concessa dal GSE per una serie di impianti per i quali il Gestore ha ritenuto che si trattasse di centrali "a bacino/serbatoio" anziché "ad acqua fluente", come ritenuto dai produttori. Invece, per ciò che riguarda il contenzioso in ordine alle disposizioni dettate dal D.M. 23 giugno 2016 sulle modalità di accesso ai meccanismi incentivanti per impianti idroelettrici, nonché avverso le graduatorie dei registri formate dal GSE alla stregua di dette disposizioni, le controparti hanno rinunciato nel corso del 2018 alle proprie pretese, desistendo dal giudizio di appello proposto dal Gestore.

Da ultimo, si segnala che si è concluso in primo grado il contenzioso che riguardava la c.d. "Convenzione GRIN". Come noto, infatti, il D.M. 6 luglio 2012 aveva previsto la sostituzione del meccanismo dei CV con una tariffa aggiuntiva ai ricavi derivanti dalla valorizzazione dell'energia. Al fine di regolare tale transizione, il GSE aveva predisposto una convenzione (cd. GRIN) che gli operatori hanno dovuto sottoscrivere al fine di percepire la nuova forma incentivante. Numerosi produttori hanno impugnato la convenzione in quanto, a loro dire, la normativa di settore non prevedeva alcuno strumento contrattuale per la transizione al nuovo sistema incentivante, contestando puntualmente molte delle disposizioni contrattuali previste nello schema tipo. Il TAR ha accolto i ricorsi proposti alla fine del 2018 nella sola parte in cui contestavano il potere del GSE di predisporre la Convenzione, ma tale pronuncia è attualmente oggetto di impugnazione.

### Cogenerazione

A norma dell'art. 4 della Delibera 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 rispettasce determinati indici (IRE e LT). Tuttavia, la cogenerazione rispondente alla definizione di cui all'art. 2, comma 8 del D.Lgs. 79/1999, ovvero sia 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 ARERA n. 42/2002 per la produzione degli anni 2011 e 2012. Il contenzioso trae origine proprio da tali provvedimenti di improcedibilità.

Con due sentenze pubblicate a novembre 2018, il Consiglio di Stato si è espresso a favore delle decisioni assunte dal GSE, ma pendono tuttora altri appelli ancora da definire.

A seguito dell'emanazione dei DD.MM. 4 agosto 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 CAR. Le sentenze sin qui emesse sono tutte favorevoli per il GSE. Si attendono gli esiti definitivi.

### Conto Termico

I volumi di contenzioso relativi al Conto Termico si mantengono contenuti anche nel corso del 2018, ma in crescita rispetto alla tendenza degli anni precedenti: 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. Si è ancora in attesa degli esiti dei giudizi di primo grado.

### CIP6/92, Servizi ausiliari, CEC

Sulla base della regolamentazione di settore (da ultimo, la Delibera 11 dicembre 2015 597/2015/E/com) il GSE svolge attività di verifica in avalimento per l'ARERA, in particolare sugli impianti incentivati mediante il CIP6/92. Pur operando, quindi, un'attività di supporto tecnico e non provvedimentale in senso stretto, nel corso degli anni il GSE è stato chiamato in causa in giudizi di impugnazione dei provvedimenti con cui l'ARERA, a fronte della relazione dei tecnici del GSE, ha disposto decadenze e/o obblighi di restituzione parziale degli incentivi percepiti dagli operatori. Gli esiti di tali contenziosi sono generalmente favorevoli alle posizioni assunte dall'Autorità con il supporto del GSE.

Viceversa, si segnala che il Giudice Amministrativo si è espresso in modo parzialmente sfavorevole in ordine alla determinazione del coefficiente "k" previsto per la quantificazione della Componente di Costo Evitato prevista dai Decreti del MISE del 20 novembre 2012, 24 aprile 2013 e 31 gennaio 2014.

### Antimafia

In considerazione del numero sempre maggiore di soggetti che vengono sottoposti a controlli e dell'accrescersi della ricezione dei riscontri delle richieste indirizzate alle prefetture negli ultimi anni, sono in ulteriore aumento i 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 quattro anni, ha incrementato notevolmente il numero delle attività giudiziarie di recupero del credito intraprese, passando dai 24 casi dell'anno 2015 ai 145 dello scorso anno.

In particolare, è da segnalare che il GSE, nel corso del triennio 2016-2018, 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 ed efficienza energetica rientri nelle "procedure e provvedimenti della PA concernenti la produzione di energia" di cui agli artt. 118 e 133 lett. o) del D.Lgs n. 104/2010" (Codice del processo amministrativo). Ciò è stato peraltro sancito in modo incontrovertibile e a più riprese anche dalla Cassazione, con pronunce a Sezioni Unite.

L'attività monitoria svolta sta, peraltro, giungendo ai primi risultati, essendo stati emessi numerosi decreti ingiuntivi che in molti casi sono divenuti esecutivi per mancata opposizione di controparte. In altri casi è pendente il giudizio di opposizione 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, migliorerebbe 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. Nell'unica pronuncia intervenuta nel corso del 2018, il Consiglio di Stato si è espresso definitivamente sull'impugnazione della gara avente oggetto l'affidamento della revisione del bilancio, confermando la sentenza precedentemente emessa dal TAR del Lazio, che aveva ritenuto legittimo l'operato del 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 S.p.A.. Nel 2018, il GSE ha partecipato a più di 30 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 coinvolto lo Stato Italiano, 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 controp replica. 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 tre 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.



The image features a vibrant, abstract background composed of overlapping geometric shapes in shades of blue, purple, orange, and yellow. A white square is centered in the upper half, containing the word 'COMUNICAZIONE' in bold, white, uppercase letters. A network of thin white lines connects several points across the scene, creating a sense of connectivity and structure.

**COMUNICAZIONE**



# INFORMAZIONE E SUPPORTO AGLI UTENTI

## CAPITOLO 10



### 10.1 LA COMUNICAZIONE

Nel 2018 l'azione di comunicazione del GSE è stata focalizzata nel trasmettere all'esterno l'evoluzione dell'azienda, che vede al centro della sua mission la promozione dello sviluppo sostenibile, la trasparenza, il dialogo con gli stakeholder e la diffusione del proprio patrimonio informativo.

Per quanto riguarda i media, sono stati organizzati diversi momenti di incontro con la stampa, redatti comunicati e news e sono state rafforzate le relazioni con i giornalisti, aumentando il numero dei contatti. Quanto alla presenza sul web, il GSE ha potenziato le attività di informazione sul sito istituzionale e sui canali social ufficiali.

A completare le attività di comunicazione esterna, la partecipazione a convegni e fiere, le lezioni di approfondimento destinate a scuole e università sulle tematiche inerenti l'efficienza energetica e le fonti rinnovabili e le pubblicazioni informative.

#### Il sito istituzionale e i canali social

Il sito del GSE ([www.gse.it](http://www.gse.it)), rilanciato a dicembre 2017, con una nuova veste grafica e una riprogettazione delle informazioni, è parte integrante di un progetto più ampio finalizzato a realizzare una comunicazione più efficace, trasparente e alla portata di tutti.

Per questo motivo, nel 2018 l'attività di gestione del sito è stata caratterizzata da una crescita nella produzione di contenuti editoriali, finalizzata da una parte a facilitare l'accesso ai servizi del GSE, dall'altra a informare sugli aggiornamenti riguardanti l'evoluzione del sistema energetico e i programmi di innovazione e formazione promossi da GSE anche attraverso lo storytelling.

Ad affiancare i contenuti del sito internet nella comunicazione con gli stakeholder concorrono i canali social (Twitter, LinkedIn, YouTube, Issuu e SlideShare), attivati dal 2012.

In particolare, è stata rafforzata la comunicazione corporate attraverso l'account Twitter @GSE-rinnovabili che, a fine 2018, ha registrato più di 12 mila followers. Oltre a diffondere aggiornamenti sui servizi erogati, il canale Twitter del GSE si è arricchito di informazioni istituzionali: eventi, rassegna stampa di settore e contenuti integrati con gli altri canali social ufficiali. La presenza online della Società è stata rafforzata anche sulla pagina LinkedIn, punto di riferimento dei professionisti del settore energetico che, a fine 2018, ha registrato oltre 22.000 iscritti.



### L'Ufficio Stampa e gli eventi

L'Ufficio Stampa GSE ha organizzato nel corso dell'anno circa 70 eventi (conferenze stampa, dibattiti, incontri con delegazioni estere e seminari tecnici), con l'obiettivo di promuovere confronti e approfondimenti sugli argomenti d'interesse aziendale e di consolidare i rapporti con le istituzioni e gli stakeholder.

Eventi di settore come il convegno di presentazione del rapporto delle attività, la conferenza del diritto dell'energia e la conferenza stampa di insediamento del nuovo Vertice, hanno rappresentato il culmine dei processi esterni di comunicazione, mentre supporto logistico e organizzativo è stato concesso alle numerose istituzioni di settore ospitate nelle strutture GSE.

Anche nel 2018 l'Ufficio Stampa ha garantito il massimo supporto allo sviluppo delle iniziative di formazione sui meccanismi di incentivazione delle fonti rinnovabili e sugli interventi di efficienza energetica destinati alle PA.

La partecipazione all'Assemblea annuale dell'ANCI e le numerose iniziative formative sul territorio hanno portato alla realizzazione di campagne di comunicazione specifiche, alla creazione di relazioni con la stampa locale e al potenziamento dell'informazione attraverso i canali social.

Per rafforzare l'immagine della società e riposizionare il GSE alla luce della nuova mission aziendale, è stata incrementata l'attività di media relation. Il risultato, nel 2018, è stato duplice: da un lato l'aumento del numero di uscite stampa (web, carta stampata, tv e radio) e dall'altro l'aumento del numero dei contatti, allargati anche alla stampa locale.

Il GSE ha inoltre aumentato la partecipazione a eventi e convegni su tutto il territorio nazionale. Infine, naturalmente, fa parte dell'impegno per una sempre migliore comunicazione, l'ampio ventaglio di documenti pubblicati, tra i quali l'annuale rapporto delle attività, il bollettino semestrale relativo all'incentivazione delle fonti rinnovabili, il rapporto sulle aste CO<sub>2</sub>, i periodici rapporti sui dati statistici, il bilancio di sostenibilità, il bilancio di esercizio, rapporti e studi sviluppati in ottemperanza alle previsioni normative, guide specifiche destinate alle scuole e alle PA.

## 10.2 L'ANTICORRUZIONE E LA TRASPARENZA

La Società a gennaio 2018 ha adottato, nel rispetto dei termini, l'aggiornamento del Piano Triennale della Prevenzione della Corruzione e della Trasparenza (PTPCT) predisposto dal Responsabile per la Prevenzione della Corruzione e della Trasparenza (RPCT). L'aggiornamento del Piano ha tenuto conto del contesto esterno, dell'evoluzione degli assetti organizzativi e delle esigenze di rimodulazione che si sono rese necessarie alla luce dei possibili fenomeni corruttivi, individuando le misure necessarie per l'attuazione del Piano stesso. Le attività sono state svolte nel rispetto di quanto previsto nel Piano Nazionale Anticorruzione pubblicato dall'ANAC e nel rispetto degli obiettivi riportati nel cronoprogramma.

Nel corso dell'anno 2018, inoltre, sulla sezione web "Società Trasparente" del sito istituzionale sono stati pubblicati i dati e le informazioni previste dalla normativa di riferimento. A tal riguardo, si segnala anche che, come nel 2017, l'attività svolta nel corso del 2018 è stata caratterizzata da varie iniziative volte a favorire la completezza e la conoscenza delle informazioni da pubblicare nella suddetta sezione web del sito. Sempre nell'ottica di salvaguardare la trasparenza e l'integrità, inoltre, in più riprese sono stati coinvolti gli stakeholder (interni ed esterni) in attività formative/informative.

In tale ambito, in coordinamento tra il RPCT e la struttura aziendale che si occupa di formazione, sono state attivate nuove iniziative formative in materia di anticorruzione e trasparenza, che hanno coinvolto buona parte del personale aziendale, anche tramite la partecipazione a corsi tenuti da Istituzioni esterne. Infine, è stata effettuata formazione specifica al personale neoassunto.

### 10.3 TUTELA DEI DATI PERSONALI E RPD

L'entrata in vigore, il 25 maggio 2018, del Regolamento UE 679/2016 per la tutela dei dati personali (di seguito, GDPR), ha determinato l'insorgere di nuovi e più cogenti obblighi di tutela dei dati personali in capo al GSE.

Il GDPR, in particolare, ridisegna il concetto di privacy introducendo norme specifiche su modalità di trattamento dei dati, diritti dei soggetti interessati, responsabilità sui trattamenti, modalità di comunicazione di eventuali violazioni subite e sanzioni per l'infrazione del regolamento.

La normativa in questione ha radicalmente mutato la prospettiva di approccio al delicato tema della protezione dei dati personali, dal momento che è stata introdotta la responsabilizzazione dei titolari del trattamento (cd. principio di accountability), con un assetto normativo complessivo che tiene in maggior considerazione i rischi che un determinato trattamento di dati personali può comportare per i diritti e le libertà degli interessati, sia in sede di strutturazione di un nuovo processo aziendale sia quando lo stesso sia in essere.

Il GSE ha, pertanto, provveduto a nominare, ai sensi dell'art. 37 del GDPR, il Responsabile della Protezione dei Dati Personali (di seguito RPD), quale figura chiave del nuovo sistema di governance dei dati personali sia informatici che cartacei e a costituire al suo interno un ufficio ad hoc, con il compito di assicurare il rispetto del GDPR e della normativa in tema di privacy, vigilandone l'applicazione, come braccio operativo del Garante per la protezione dei dati.

In altre parole, il RPD è chiamato a svolgere un ruolo decisivo per la compliance aziendale in ambito privacy, poiché può intervenire su più fronti con pareri a supporto del titolare e delle funzioni aziendali, nell'ambito della valutazione d'impatto sulla protezione dei dati, mediante il monitoraggio dei trattamenti, la sensibilizzazione e la formazione del personale, attraverso gli interventi di modifica/integrazione della documentazione e delle procedure aziendali di competenza.

In quest'ottica, il neocostituito ufficio RPD si è posto, come obiettivo principale per l'anno 2018, l'avvio di una intensa opera di sensibilizzazione/informazione di tutti i soggetti designati, nonché di tutto il personale GSE, mediante il regolare invio, con successiva pubblicazione nella sezione intranet "RPD-Protezione dei dati personali" appositamente creata, di comunicazioni e approfondimenti al fine di informare tutti i dipendenti sulle tematiche privacy e sulle novità introdotte dal GDPR, anticipando di fatto i primi corsi di formazione, effettuati nel mese di dicembre 2018.

L'Ufficio RPD si è poi concentrato su diverse attività, che vanno dalla revisione/adeguamento dell'informativa sulla privacy, di cui alla pagina Privacy Policy del sito web GSE e dei portali, alla modifica/integrazione del testo delle nuove Linee guida per la tutela dei dati, alla predisposizione di una metodologia di valutazione dei rischi (Data Protection Impact Assessment - DPIA) e di una procedura in caso di "data breach" in corso di formalizzazione, alla programmazione di incontri con le diverse funzioni aziendali per un primo assessment, volto, fra l'altro, a comprendere la sussistenza di trattamenti esclusivamente automatizzati, eventuali casi di profilazione ovvero esigenze di aggiornamento del Registro delle attività di trattamento.

In ciascuna delle suddette attività, il RPD si è posto, in questa primissima fase, l'obiettivo di far acquisire la consapevolezza, ai propri interlocutori interni, della necessità di dover superare la mentalità formalistica, focalizzata al singolo adempimento, che ha caratterizzato l'applicazione della normativa privacy "ante" GDPR, per assumere invece un approccio sostanzialistico che dovrà affrontare la tematica del trattamento dei dati personali, progettando, o rivedendo, il sistema di gestione del trattamento (privacy by design) e prevedendo misure in grado di prevenire le violazioni (privacy by default).

Le molteplici richieste di pareri/supporto riguardo alla tutela dei dati pervenute dalle varie funzioni della Società in questo primo semestre di attività, attestano sicuramente la maggiore sensibilità acquisita al riguardo e prospettano nel prossimo futuro l'espletamento di un'attività di monitoraggio e controllo che contribuisca a rendere più efficienti e sicuri i processi, con innegabili vantaggi sia in termini di produttività sia in termini reputazionali nei confronti dei propri stakeholder.

## 10.4 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 sono:

- il coordinamento e il controllo del servizio di Contact Center;
- la gestione e ideazione delle comunicazioni outbound destinate agli interlocutori del GSE;
- 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;
- 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 SSP, il supporto per le modalità di accesso agli incentivi del Conto Termico e la registrazione degli operatori e degli utenti, propedeutica all'accesso al portale dell'Area Clienti del GSE.

Il numero di contatti pervenuti nel 2018 è stato pari a 559.421.

**TABELLA 1** - Andamento del numero dei contatti per canale

	2018	Media mensile anno 2018	Media giornaliera anno 2018
Telefono	341.454	28.455	1.350
Email	182.147	15.179	720
Prioritario	8.951	746	35
Canali derivati (^)	25.184	2.099	100
Outbound telefonico/mail	476	40	2
Call back telefonico	1.209	101	5
<b>Totale</b>	<b>559.421</b>	<b>46.618</b>	<b>2.211</b>

(^) Canali derivati dai principali (telefono, mail) che afferiscono a più richieste di uno stesso contatto.

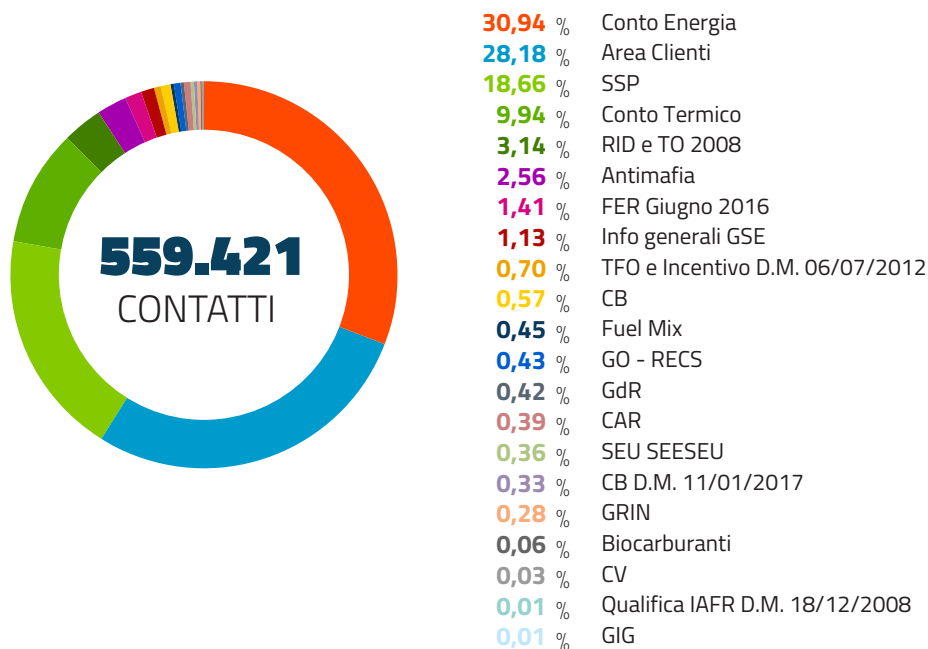
Nell'anno 2018 sono state effettuate 35 campagne outbound, per un totale di 142.200 comunicazioni inviate; alcune campagne sono diventate "ricorrenti":

- la campagna "Open meter 2.0", sviluppata dal GSE in collaborazione con i Gestori di Rete, è finalizzata a informare gli operatori proprietari di impianti fotovoltaici, sulle attività di sostituzione dei misuratori effettuata dai gestori di rete stessi. Le comunicazioni, con ricorrenza bimestrale, hanno raggiunto oltre 30.000 operatori;
- la campagna sul modello unico, iniziata nel febbraio 2018, ha come obiettivo quello di informare gli operatori della necessità di completare i propri dati fiscali all'interno del portale di SSP, per meglio gestire le relative convenzioni. L'invio, fino a oggi mensile, ha riguardato circa 19.000 convenzioni.

Circa il 23% degli operatori contattati ha provveduto all'allineamento anagrafico richiesto.

Di seguito è riportata la distribuzione dei servizi per i quali gli operatori, nel 2018, si sono rivolti al Contact Center. Rispetto al totale delle lavorazioni, spicca il Conto Energia fotovoltaico che, nell'ambito delle richieste afferenti ai pagamenti e alle fatture, catalizza la massima attenzione assieme al servizio di SSP.

**FIGURA 1** - I principali servizi richiesti al Contact Center<sup>1</sup> nel 2018



<sup>1</sup> Dai principali servizi gestiti sono esclusi la giacenza, EU ETS, biometano e metering satellitare.

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.

Fondamentale in questo senso è la continua attività propedeutica alla semplificazione dei processi e dei contenuti, disponibili sui portali, attraverso l'analisi delle criticità che emergono dalla customer satisfaction. Ne conseguono il trasferimento di feedback costanti alle unità di riferimento e il miglioramento di tutti gli strumenti di comunicazione a disposizione degli interlocutori esterni. L'obiettivo principale è rendere le informazioni più fruibili e comprensibili all'esterno, in ottica di self caring e di riduzione ulteriore dell'escalation interna. Attraverso l'analisi continua della customer experience sul portale dell'area clienti GSE è in corso un progetto di forte semplificazione delle funzionalità di accesso ai portali operativi che, contestualmente, verranno arricchiti con informazioni personalizzate in base all'utente che opera sul portale.

Nel corso del 2018 è stata avviata una nuova modalità di supporto, in tempo reale, per gli utenti esterni che consente, attraverso strumenti di collaborazione, di guidare la navigazione degli operatori sui portali.

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 2018

Tempo medio di attesa per la risposta dell'operatore (incluso IVR)	<b>5,34 minuti</b>
Risposta dell'operatore sul totale delle chiamate (livello del servizio)	<b>87.5%</b>
Tempo medio di lavorazione delle richieste pervenute tramite mail	<b>circa 12 giorni</b>
Durata media della conversazione telefonica	<b>7,07 minuti</b>

## 10.5 GLI INCONTRI CON GLI OPERATORI E LE ASSOCIAZIONI DI CATEGORIA

Il GSE, da tempo, ha instaurato un dialogo tecnico con le associazioni di categoria attive nelle filiere delle fonti energetiche rinnovabili, dell'efficienza energetica e, più in generale, dei settori power & gas e della sostenibilità ambientale. Nel corso degli ultimi due anni sono stati svolti oltre 20 incontri con le associazioni di categoria interessate ad approfondire tematiche di interesse generale. Il costante confronto con il sistema associativo mira a individuare, condividere e affrontare questioni di interesse sistemico, massimizzandone la diffusione, facilitando la creazione di valore condiviso e favorendo, al contempo, l'evoluzione del contesto normativo e regolatorio di riferimento.

Nel corso degli anni, dunque, è stato sviluppato un modello di gestione delle interlocuzioni operative con i sistemi associativi maggiormente strutturato con l'obiettivo di consentire un dialogo più proficuo a beneficio del sistema e massimizzare la trasparenza, considerando altresì la capacità delle nostre controparti di diffondere informazioni verso l'esterno e di generare un virtuoso effetto moltiplicatore.

Tra gli strumenti impiegati a tale scopo, la pubblicazione di documenti di resoconto delle riunioni, delle principali assunzioni e della relativa documentazione prodotta in una sezione dedicata del sito istituzionale del GSE. Cinque sono i documenti pubblicati nel corso del 2018, principalmente inerenti alle regole per la gestione degli interventi sugli impianti di produzione di energia elettrica incentivati, le istruzioni operative per la gestione e lo smaltimento dei pannelli fotovoltaici e la procedura di aggiornamento della rata di acconto per gli impianti incentivati in Conto Energia: un processo di miglioramento continuo che, attraverso la concertazione con gli stakeholder, si articola dalla fase antecedente al processo di definizione delle regole fino all'implementazione delle stesse.

## 10.6 I SISTEMI INFORMATIVI

### 10.6.1 Gestione Sistemi

I principali interventi realizzati nell'area della gestione sistemi informatici si sono focalizzati sulle postazioni di lavoro e le infrastrutture hardware e software dei sistemi centrali.

Nell'ambito del miglioramento della qualità dei servizi, è stata avviata la diffusione tra gli utenti interni dell'uso delle postazioni di lavoro basate sulla piattaforma VDI (Virtual Desktop Infrastructure). La piattaforma VDI consente di disporre di una postazione di lavoro "virtuale" non più correlata al singolo sistema fisico, ma accessibile da diverse tipologie di dispositivi: dal tradizionale PC desktop, al tablet e agli smartphone. In merito alle infrastrutture ICT centrali, gli interventi sono stati finalizzati al consolidamento delle componenti hardware e software a supporto degli applicativi del GSE e all'infrastruttura di storage area network e di backup, che gestisce i dati di tutti gli applicativi e i database del GSE.

Relativamente alle componenti software applicative, è stato stipulato un contratto pluriennale (unlimited license agreement) per i prodotti della Suite Middleware Oracle che consentirà di utilizzare la componente enterprise content management di Oracle per la gestione documentale e di disporre delle funzionalità avanzate di sicurezza sui database, necessarie per la conformità con il GDPR.

Per quanto riguarda le componenti hardware a supporto delle applicazioni, sono stati acquisiti e attivati nuovi sistemi per il potenziamento della piattaforma di virtualizzazione dei server del GSE. L'infrastruttura di storage area network è stata rinnovata e potenziata, al fine di migliorarne le prestazioni e l'affidabilità, mediante l'acquisizione di nuovi sistemi con memorie "all-flash" ad alte prestazioni per i siti di esercizio, che consentono di realizzare un'ottimizzazione della distribuzione dello storage tra il sito di esercizio ed il sito di disaster recovery. Per la piattaforma di backup sono stati acquisiti nuovi componenti hardware, per potenziarne le prestazioni e adeguarne la capacità alla crescita del volume dei dati gestiti. Infine, per l'intera infrastruttura di storage area network e di backup, sono stati rinnovati i servizi di manutenzione per il triennio 2019-2021.

## 10.6.2 Sviluppo applicazioni

Il parco applicativo del GSE è composto prevalentemente da applicativi custom tipicamente soggetti a numerosi interventi di evoluzione funzionale a supporto di nuove iniziative, al recepimento di nuove normative o all'efficientamento di processi interni.

Le attività svolte nell'ambito dell'area dello sviluppo applicazioni nel corso dell'anno sono state focalizzate al miglioramento del servizio reso agli utenti sia interni che esterni al GSE, attraverso vari ambiti di intervento tra cui la revisione del processo di gestione dello sviluppo, il miglioramento della gestione dell'esercizio funzionale degli applicativi e l'individuazione di un contesto di riferimento per la realizzazione rapida di nuovi servizi.

La revisione del processo di gestione dello sviluppo è partita dall'analisi della classificazione delle richieste di intervento pervenute nel corso dell'anno e ha portato all'identificazione di ulteriori indicatori, finalizzati alla rappresentazione di insieme e al governo del programma degli oltre 700 interventi censiti.

In questo contesto sono stati sviluppati degli strumenti interni finalizzati al supporto delle attività di rappresentazione e monitoraggio dei progetti, che sono stati integrati con le informazioni amministrative e contrattuali sottostanti ciascuna iniziativa progettuale. Questa integrazione ha permesso anche una più agevole fruizione delle informazioni a supporto della fase di budget.

In questo contesto, un altro elemento importante è stato la progressiva diffusione a tutta la popolazione aziendale del GSE di una applicazione di self ticketing. Tale applicazione, sviluppata internamente, consente una migliore classificazione delle richieste a fronte di malfunzionamenti o necessità di supporto finalizzata, da un lato, al miglioramento dei tempi di gestione, dall'altro, alla facile rappresentazione agli utenti dello stato delle richieste stesse.

L'esercizio funzionale delle applicazioni ha beneficiato, nel corso dell'anno, dell'analisi strutturata delle segnalazioni di richiesta di supporto effettuate dagli utenti. Tale analisi ha portato all'individuazione di interventi di sviluppo sugli applicativi volti a realizzare funzionalità che hanno consentito di automatizzare numerose attività ancora manuali.

In aggiunta sono state definite, congiuntamente con le varie strutture aziendali, delle modalità standard di richieste di supporto per le casistiche più ricorrenti, che ha consentito una gestione più efficiente e strutturata delle stesse.

Dal punto di vista dell'evoluzione applicativa, con particolare riferimento all'ambito delle architetture, oltre a consolidare delle linee guida che rappresentano la cornice all'interno della quale andare a realizzare le varie soluzioni di sviluppo software, è stata individuata e sperimentata un'architettura tecnologica di riferimento basata su API (Application Programming Interface) e micro servizi. Una volta implementata, l'architettura applicativa consentirà di fruire in modo più rapido e flessibile del patrimonio informativo presente nei sistemi del GSE per la realizzazione in modo rapido, efficace ed efficiente di nuovi servizi e iniziative destinati a migliorare sia il supporto verso gli utenti esterni sia l'efficienza gestionale interna.

## 10.6.3 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 a 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 accessi e/o divulgazione non autorizzati, di alterazione, di indisponibilità, di perdita o di distruzione, 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 ed 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 base ai suddetti principi, il GSE ha definito 5 direttrici, rispetto alle quali indirizzare la propria azione al fine di rendere maggiormente efficace ed efficiente l'attuazione delle misure di sicurezza:

- sviluppo pervasivo di una "cultura della sicurezza informatica", tramite periodiche campagne informative e/o di verifica delle competenze del personale dipendente;
- indirizzo delle attività di sviluppo delle piattaforme/architetture tecnologiche di sicurezza;
- revisione, omogeneizzazione e definizione delle policies aziendali, secondo principi di separazione dei ruoli (in particolare per i processi autorizzativi) e di coerenza con i principali standard di settore;
- sviluppo dei servizi di intelligence e monitoraggio delle minacce, che incombono sull'infrastruttura informatica aziendale, tramite la costituzione di un team specializzato (SOC - Security Operation Center) che gestisce, analizza e documenta gli incidenti e/o le anomalie di sicurezza aziendale. Attraverso il SOC, vengono eseguite periodicamente attività di test dei sistemi e degli applicativi aziendali, simulando tentativi di attacchi informatici, al fine di individuarne eventuali vulnerabilità e indirizzare le attività di tutela;
- definizione e attuazione di metriche di valutazione di sicurezza relative al livello di attuazione/maturità dei modelli normativi di riferimento quale il Framework Nazionale per la Cyber Security.

Nell'ambito della sicurezza informatica le attività principali svolte nel 2018 hanno riguardato:

- a. rivalutazione dei criteri di continuità operativa in relazione alle esigenze di business (business impact analysis);
- b. le attività di assessment infrastrutturali di sicurezza correlate alla suddetta metodologia e alle misure di sicurezza per le PA definite dall'AgID;
- c. consolidamento dei processi di incident management ed integrazione del processo di data breach in ottemperanza al GDPR.







**MONITORAGGIO**

# MONITORAGGIO E SUPPORTO ISTITUZIONALE

## CAPITOLO 11



### 11.1 PRODUZIONE STATISTICA E MONITORAGGIO DEGLI OBIETTIVI SULLE FONTI RINNOVABILI

Il GSE ricopre da anni un ruolo centrale nella produzione statistica sulle fonti rinnovabili di energia in Italia. Nel corso del 2018 la Società ha consolidato le proprie attività statistiche, fornendo al pubblico dati completi e aggiornati in tema di sviluppo e diffusione delle fonti rinnovabili sul territorio nazionale (impianti, consumi, produzioni, ecc.), in un quadro di definizioni e metodologie armonizzato a livello internazionale.

A livello nazionale, dal 2009 il GSE fa parte della rete di Enti e Istituzioni che forniscono l'informazione statistica ufficiale (SiStaN - Sistema Statistico Nazionale). Sono complessivamente 8, in particolare, i lavori statistici GSE compresi o proposti nel Programma Statistico Nazionale (uno dei quali, relativo al settore elettrico, in compartecipazione con Terna); a livello comunitario, inoltre, da novembre 2017 il GSE figura nella lista delle Autorità nazionali (Other National Authorities - ONAs) che, oltre all'ISTAT, possiedono i requisiti essenziali per far parte del Sistema Statistico Europeo.

L'opportuna elaborazione delle proprie statistiche con quelle prodotte da MiSE, Terna ed ENEA consente al GSE, inoltre, di garantire al Paese il monitoraggio del grado di raggiungimento degli obiettivi nazionali e regionali di consumo di energia da fonti rinnovabili al 2020, assegnati rispettivamente dalla Direttiva 2009/28/CE e dal D.M. 15 marzo 2012 del MiSE - Burden sharing.

I risultati principali delle attività statistiche del GSE sono diffusi sul sito istituzionale della Società, nella macro-voce "Dati e scenari"; 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 820.000 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 2017 la produzione effettiva di energia elettrica da fonti rinnovabili si è attestata intorno ai 104 TWh, un dato inferiore rispetto all'anno precedente (-4%) principalmente per la flessione della produzione idroelettrica; la quota del consumo interno lordo nazionale coperto da FER è pari al 31,3%, in diminuzione rispetto al dato 2016 (33,2%).

Le stime preliminari sul 2018 indicano una notevole ripresa della produzione elettrica da rinnovabili (da 104 TWh a circa 115 TWh, per una variazione superiore a +10%); tale dinamica è tuttavia generata dalla sola fonte idraulica, mentre le altre registrano lievi diminuzioni.

**TABELLA 1** - Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili in Italia [GWh]

Fonte	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018 stime preliminari
Idraulica	41.875	52.773	58.545	45.537	42.432	36.199	49.280
Eolica	13.407	14.897	15.178	14.844	17.689	17.742	17.492
Solare	18.862	21.589	22.306	22.942	22.104	24.378	22.653
Geotermica	5.592	5.659	5.916	6.185	6.289	6.201	6.080
Bioenergie*	12.487	17.090	18.732	19.396	19.509	19.378	19.219
Totale FER	92.222	112.008	120.679	108.904	108.022	103.898	114.724
<b>CIL Consumo Interno Lordo</b>	<b>340.400</b>	<b>330.043</b>	<b>321.834</b>	<b>327.940</b>	<b>324.969</b>	<b>331.765</b>	<b>332.849</b>
FER/CIL (%)	27,1%	33,9%	37,5%	33,2%	33,2%	31,3%	34,5%

\* Bioenergie: biomasse solide (compresa la frazione biodegradabile dei rifiuti), biogas, bioliquidi e biometano.

Fonte: Terna, GSE

Per quanto riguarda il settore termico, nel 2017 i consumi finali di energia da fonti rinnovabili sono ammontati a 11,2 Mtep (corrispondenti a circa 470.000 TJ), in aumento del 6,4% rispetto all'anno precedente. Il 91% del calore (10,25 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% (960 ktep) è costituito da consumi di calore derivato rinnovabile (per esempio, impianti alimentati da biomasse collegati a reti di teleriscaldamento).

Tutte le fonti rinnovabili impiegate nel settore termico sono risultate in crescita nel 2017 rispetto al 2016; particolarmente evidente è stata la variazione positiva registrata dai consumi di biomassa solida (+8,3%) correlabile al clima più freddo che ha caratterizzato il 2017 rispetto all'anno precedente. L'utilizzo dei sistemi di riscaldamento a pompa di calore è stato, come negli altri anni, molto rilevante: l'energia rinnovabile fornita nel 2017 si è attestata intorno ai 2,65 Mtep (24% dell'energia termica complessiva da FER).

Le stime preliminari relative al 2018 indicano una lieve flessione dei consumi termici rinnovabili rispetto all'anno precedente (-3% circa), principalmente per effetto di temperature invernali meno rigide.

**TABELLA 2** - Energia termica da fonti rinnovabili in Italia [Mtep]<sup>1</sup>

Fonte	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018 stime preliminari
Solare	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	0,2
Bioenergie*	7,5	7,8	7,0	7,8	7,6	8,2	7,9
Pompe di calore	2,4	2,5	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6
<b>Totale FER</b>	<b>10,2</b>	<b>10,6</b>	<b>9,9</b>	<b>10,7</b>	<b>10,5</b>	<b>11,2</b>	<b>10,9</b>

\*Bioenergie: biomasse solide (compresa la frazione biodegradabile dei rifiuti), biogas, bioliquidi e biometano.

Per ciò che concerne l'utilizzo delle fonti rinnovabili nel settore dei trasporti, 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 2017 un consumo di poco più di 1,2 mln di tonnellate di biocarburanti (+2% 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 44.458 TJ (1,06 Mtep, +2% rispetto al 2016). Come negli anni precedenti, la quota principale di biocarburanti è costituita da biodiesel.

Le elaborazioni preliminari per il 2018 indicano un deciso incremento dell'immissione in consumo di biocarburanti rispetto al 2017 (+18% circa); il relativo contenuto energetico dovrebbe attestarsi intorno a 1,25 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.

**NOTE**

<sup>1</sup> I dati riportati comprendono consumi finali e consumi di calore derivato prodotto da impianti CHP e di sola produzione termica.

**TABELLA 3** - Biocarburanti immessi in consumo in Italia [TJ]

	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018 stime preliminari
Biodiesel	52.878	49.312	44.176	47.807	42.229	43.069	50.955
- di cui sostenibile	52.852	49.311	44.173	47.807	42.142	43.010	50.955
- di cui double counting	14.134	4.766	7.760	18.821	32.362	14.948	24.484
Bio-ETBE	4.329	3.057	380	926	1.339	1.384	1.332
- di cui sostenibile	4.243	2.970	312	825	1.336	1.382	1.327
- di cui double counting	83	31	19	73	54	-	1
Bioetanolo	86	61	40	127	16	1	34
- di cui sostenibile	85	61	40	101	16	0	34
- di cui double counting	-	0	-	-	-	-	1
Biometano*	-	-	-	-	-	5	5
<b>Totale</b>	<b>57.293</b>	<b>52.430</b>	<b>44.596</b>	<b>48.860</b>	<b>43.585</b>	<b>44.458</b>	<b>52.326</b>
- di cui sostenibile	57.179	52.343	44.525	48.733	43.495	44.392	52.316
- di cui double counting	14.218	4.797	7.779	18.894	32.416	14.948	24.486

\* Al momento in cui si scrive, non essendo disponibili dati di maggior dettaglio, il quantitativo di biometano consumato nel settore dei trasporti è provvisoriamente stimato come quota parte del quantitativo di biometano immesso in rete, proporzionalmente alla quota dei consumi di gas naturale nel settore dei trasporti.

### Monitoraggio dei target nazionali e regionali sulle rinnovabili

Il GSE assicura il monitoraggio statistico dello sviluppo delle fonti rinnovabili in Italia, verificando annualmente – ai sensi del D.Lgs. 28/2011, del D.M. 14 gennaio 2012 e del D.M. 11 maggio 2015 – il grado di raggiungimento degli obiettivi di consumo di energia da FER fissati, per l'Italia, dalla Direttiva 2009/28/CE e dal Piano di Azione Nazionale per le energie rinnovabili (PAN) e, per le Regioni, dal D.M. 15 marzo 2012 (Burden sharing). A tali fini il GSE, nell'ambito del ruolo di supporto al MiSE, organizza e gestisce dal 2011 il Sistema Italiano per il Monitoraggio delle Energie Rinnovabili (SIMERI). Il sistema, costituito da un set di metodi e strumenti finalizzati a rilevare ed elaborare dati statistici sulla diffusione delle FER in Italia, è sviluppato in coerenza con le metodologie e le norme stabilite in ambito UE/Eurostat ed è armonizzato con il Sistema Statistico Nazionale in materia di energia. Il GSE ha sviluppato inoltre una piattaforma informativa sul monitoraggio dei target nazionali e regionali, consultabile sul proprio sito istituzionale nella sezione "Monitoraggio FER". Da questo portale è possibile acquisire un'ampia gamma di informazioni e consultare/scaricare dati e materiali; un'area riservata, inoltre, consente alle amministrazioni regionali di accedere a dati disaggregati a livello provinciale.

La tabella seguente 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, e costituisce un esempio di set di informazioni pubblicati dal GSE nella sezione "Monitoraggio FER". Nel 2017 la quota dei consumi complessivi di energia coperta da FER è stata pari al 18,3%, dato superiore, per il quarto anno consecutivo, al target fissato dalla Direttiva 2009/28/CE per il 2020 (17%). Il maggior contributo ai consumi totali di energia rinnovabile (22 Mtep) è stato fornito dal settore termico, con il 51%, seguito dall'elettrico (44%) e dai trasporti (5%).

Secondo valutazioni preliminari, la quota dei consumi complessivi di energia coperta da FER nel 2018 potrebbe ridursi leggermente rispetto ai livelli registrati nel 2017, attestandosi intorno al 18,1%; tale stimata diminuzione deriverebbe da un lieve aumento dei Consumi Finali Lordi (CFL) complessivi, da un lato, e dalla flessione rilevata negli impieghi di FER sia nel settore termico, per via delle temperature mediamente meno rigide che hanno caratterizzato il 2018 rispetto all'anno precedente, sia in quello elettrico (la procedura di normalizzazione prevista dalla Direttiva 28 attenua sensibilmente la crescita reale registrata dall'idroelettrico).

**TABELLA 4** - Consumi finali lordi di energia, da FER e totali, in Italia [Mtep]

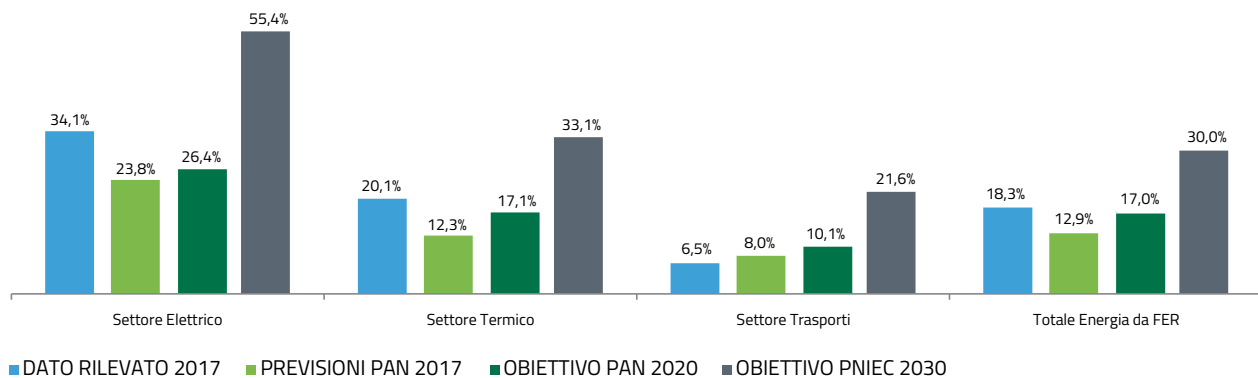
	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018 stime preliminari
FER – Elettricità	8,0	8,9	9,2	9,4	9,5	9,7	9,7
FER – Termico	10,2	10,6	9,9	10,7	10,5	11,2	10,9
FER – Trasporti <sup>1</sup>	1,4	1,3	1,1	1,2	1,0	1,1	1,2
<b>FER - Totale Consumi (A)</b>	<b>19,6</b>	<b>20,7</b>	<b>20,2</b>	<b>21,3</b>	<b>21,1</b>	<b>22,0</b>	<b>21,8</b>
Consumi Finali Lordi (B)	127,1	123,9	118,5	121,5	121,1	120,4	120,8
<b>Quota dei Consumi finali lordi coperta da FER (A/B)</b>	<b>15,4%</b>	<b>16,7%</b>	<b>17,1%</b>	<b>17,5%</b>	<b>17,4%</b>	<b>18,3%</b>	<b>18,1%</b>

<sup>1</sup> Il dato si riferisce ai quantitativi di biocarburanti immessi in consumo nell'anno.



Nella figura seguente i dati di monitoraggio del target complessivo e dei target settoriali al 2017 sono confrontati con le previsioni del PAN e con gli obiettivi al 2030 contenuti nella proposta di Piano Nazionale per l’Energia e il Clima (PNIEC), presentata dall’Italia alla Commissione europea a fine 2018. La quota dei CFL di energia coperta da fonti rinnovabili e le quote relative al settore elettrico e al settore termico mostrano, nel 2017, valori superiori alle previsioni PAN sia per lo stesso 2017 sia per il 2020.

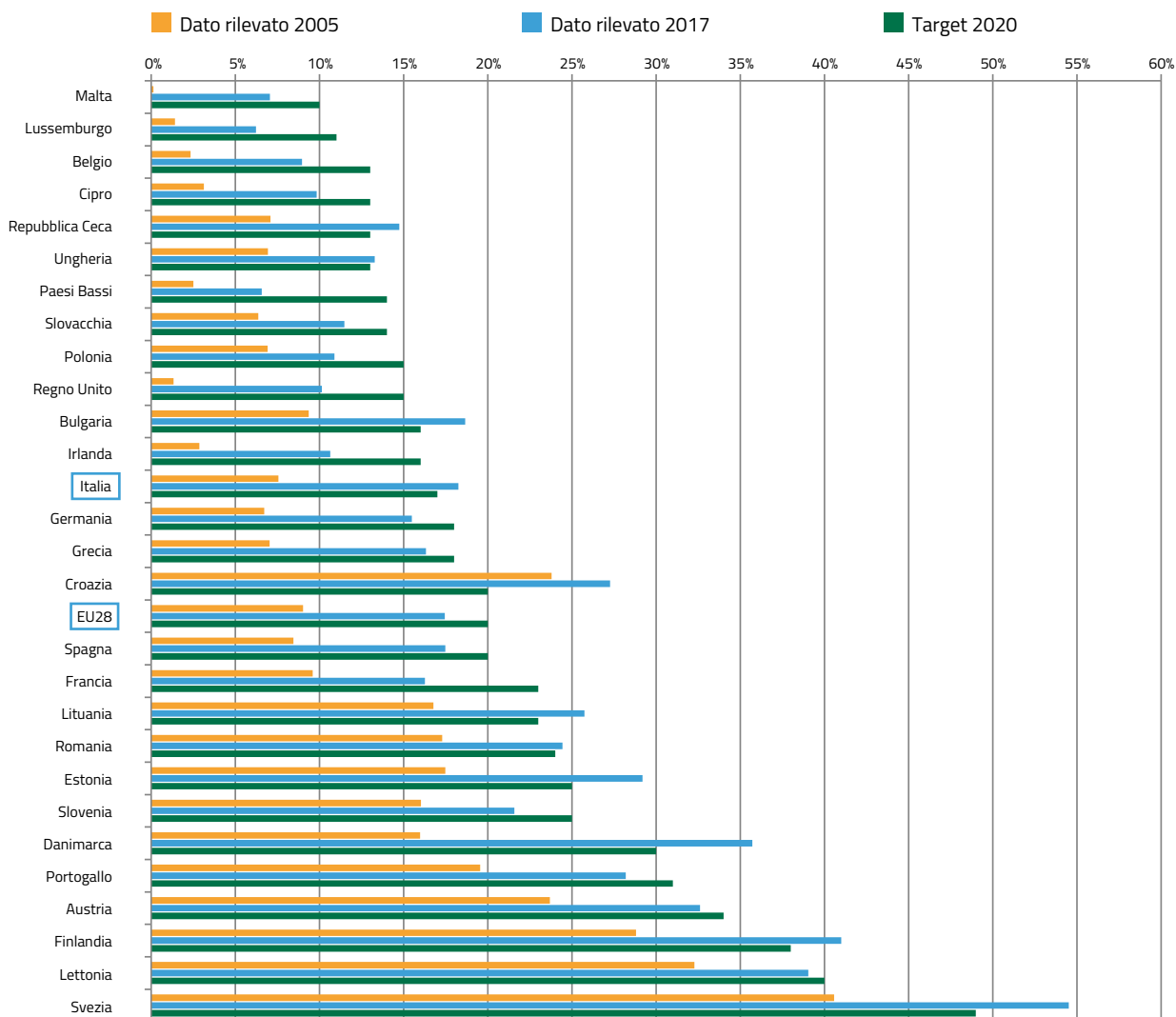
**FIGURA 1** – Quota dei consumi finali lordi di energia coperta da FER per settore e target al 2020 e 2030



L’Italia è uno degli 11 Paesi europei in cui, nel 2017, si rileva un’incidenza delle rinnovabili sui CFL superiore all’obiettivo al 2020 fissato dalla Direttiva 2009/28/CE; il dato complessivo relativo all’UE 28 è invece oltre 2 punti percentuali al di sotto del target al 2020 (17,5% rispetto a 20%).



**FIGURA 2** - Quota dei consumi finali lordi di energia coperta da FER nei Paesi UE



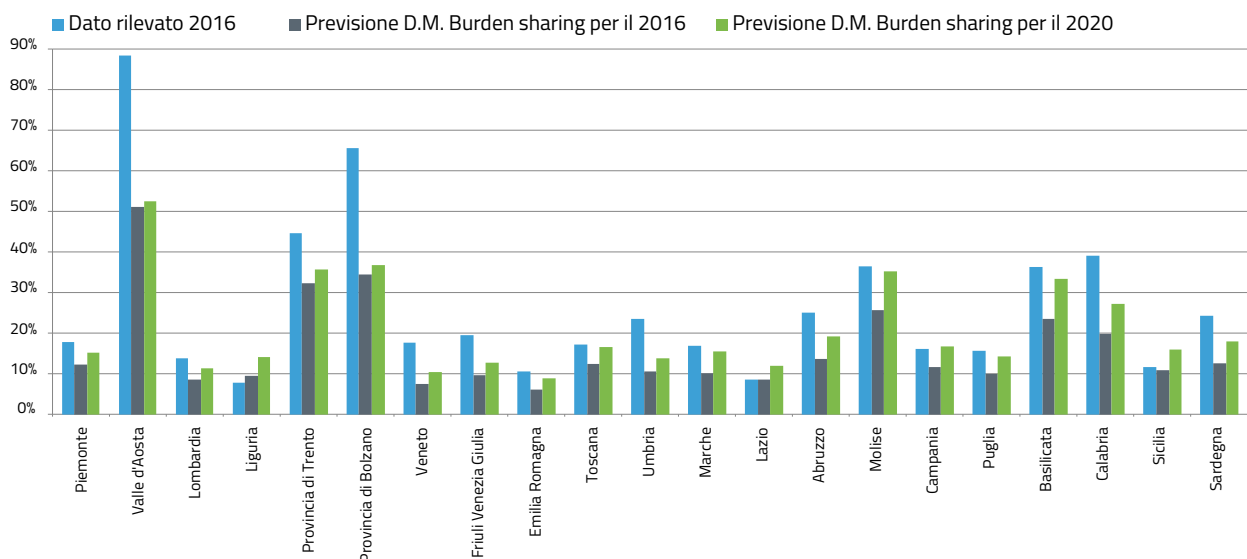
Il D.M. MiSE 15 marzo 2012 (Burden sharing) fissa il contributo che le diverse Regioni e Province autonome sono tenute a fornire ai fini del raggiungimento del target nazionale al 2020. A differenza dell'obiettivo nazionale, per il calcolo degli obiettivi regionali non si tiene conto dei consumi di energia 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 2017 e, pertanto, per tale anno non è possibile calcolare l'incidenza delle FER.

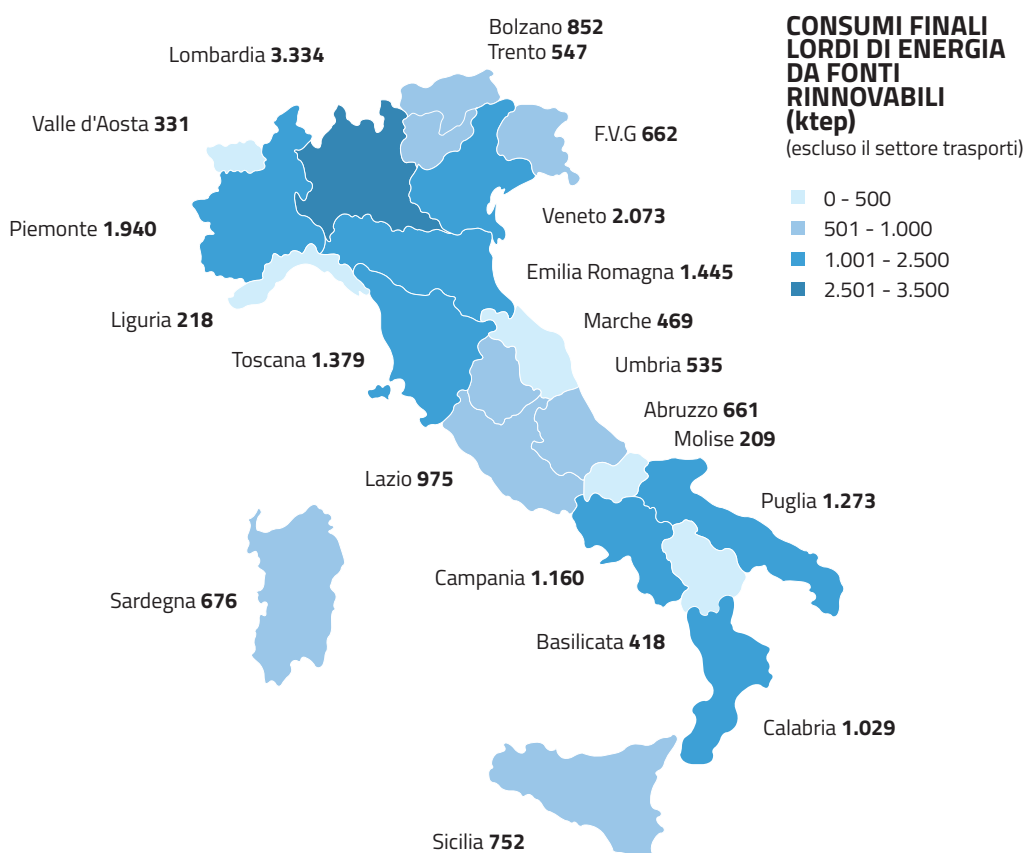
Quasi tutte le Regioni e le Province autonome registrano una quota dei CFL di energia coperta da fonti rinnovabili superiore alle previsioni del Decreto Burden sharing per il 2016; in numerose Regioni risultano superati anche gli obiettivi fissati per il 2020.

**TABELLA 5** - CFL di energia da FER (settore elettrico e termico) e incidenza sui CFL nelle Regioni e nelle Province autonome italiane

Regioni e Province autonome	Dato rilevato (ktep)				Quota sui Consumi finali lordi (%)			Previsioni D.M. 15/3/2012 D.M. Burden sharing (%)		
	2014	2015	2016	2017	2014	2015	2016	2014	2016	2020
Piemonte	1.825	1.888	1.943	1.940	17,9%	17,8%	17,8%	11,5%	12,2%	15,1%
Valle d'Aosta	320	327	330	331	74,6%	80,2%	87,8%	51,0%	50,7%	52,1%
Lombardia	3.102	3.210	3.290	3.334	13,1%	13,2%	13,7%	7,7%	8,5%	11,3%
Liguria	188	201	210	218	7,4%	7,6%	7,7%	8,0%	9,5%	14,1%
Provincia di Trento	566	575	592	547	41,6%	43,2%	44,3%	31,4%	32,1%	35,5%
Provincia di Bolzano	822	819	811	852	61,4%	63,4%	65,1%	33,9%	34,3%	36,5%
Veneto	1.878	2.017	2.029	2.073	16,9%	17,3%	17,6%	6,5%	7,4%	10,3%
Friuli Venezia Giulia	594	641	647	662	19,5%	19,7%	19,4%	8,5%	9,6%	12,7%
Emilia Romagna	1.367	1.406	1.390	1.445	10,7%	10,9%	10,5%	5,1%	6,0%	8,9%
Toscana	1.222	1.332	1.330	1.379	15,8%	17,1%	17,1%	10,9%	12,3%	16,5%
Umbria	443	505	504	535	21,0%	22,7%	23,4%	9,5%	10,6%	13,7%
Marche	437	451	452	469	16,7%	16,8%	16,7%	8,3%	10,1%	15,4%
Lazio	902	959	890	975	8,9%	9,1%	8,5%	7,4%	8,5%	11,9%
Abruzzo	614	635	603	661	24,5%	25,3%	24,9%	11,7%	13,6%	19,1%
Molise	188	199	195	209	34,9%	36,6%	36,2%	21,9%	25,5%	35,0%
Campania	996	1.098	1.058	1.160	15,5%	16,4%	16,0%	9,8%	11,6%	16,7%
Puglia	1.125	1.211	1.192	1.273	14,4%	15,5%	15,6%	8,3%	10,0%	14,2%
Basilicata	312	350	366	418	35,0%	33,7%	36,0%	19,6%	23,4%	33,1%
Calabria	917	917	898	1.029	38,0%	37,6%	38,8%	17,1%	19,7%	27,1%
Sicilia	726	699	706	752	11,6%	11,2%	11,6%	8,8%	10,8%	15,9%
Sardegna	639	682	606	676	25,0%	25,2%	24,2%	10,4%	12,5%	17,8%
<b>ITALIA</b>	<b>19.182</b>	<b>20.122</b>	<b>20.042</b>	<b>20.940</b>	<b>16,2%</b>	<b>16,5%</b>	<b>16,6%</b>	<b>9,3%</b>	<b>10,6%</b>	<b>14,3%</b>

**FIGURA 3** - Quota dei CFL di energia coperta da FER nelle Regioni e nelle Province autonome


**FIGURA 4** - Consumi finali lordi di energia da FER (settore elettrico e termico) nelle Regioni italiane al 2017 (ktep)



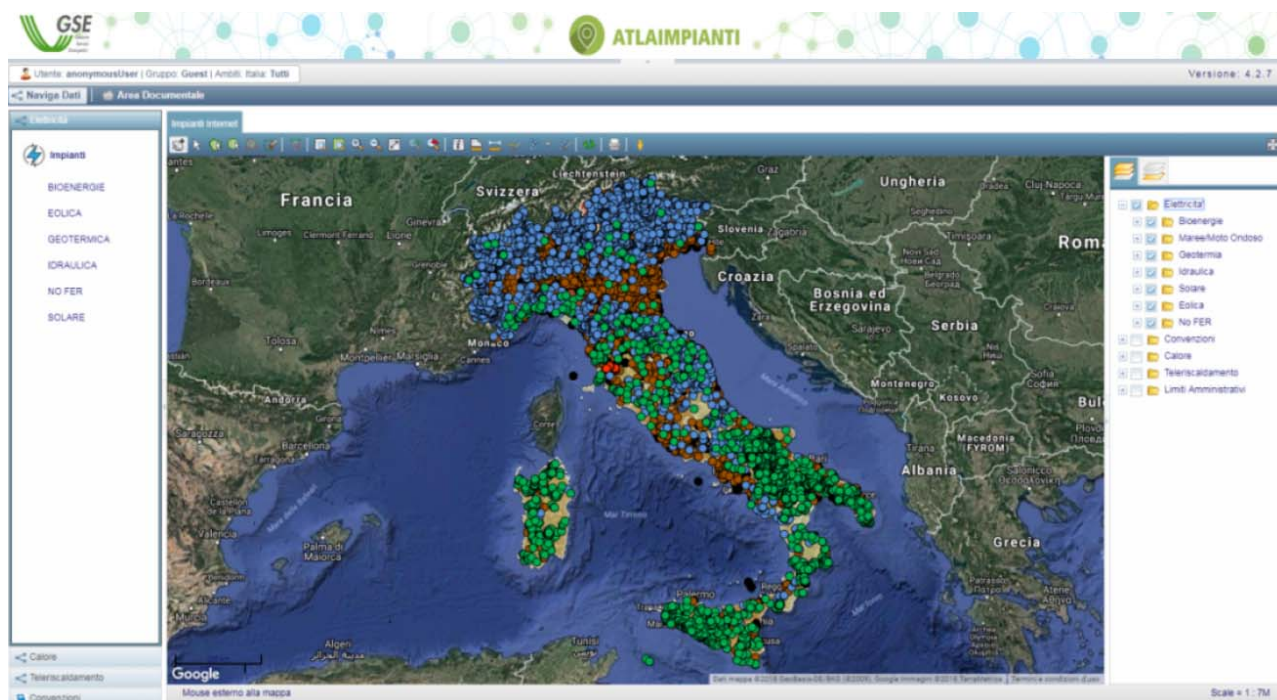
### Atlaimpianti e altre attività

A febbraio 2017 è entrato in esercizio Atlaimpianti, progetto di ampliamento ed evoluzione dei portali Atlasole e Atlavento del GSE, che consente di verificare l'ubicazione sul territorio nazionale degli impianti di produzione di energia elettrica e termica e di consultarne/scaricarne al contempo i dati principali. Il portale cartografico, accessibile liberamente dal sito istituzionale del GSE, consente due 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 5 - Portale cartografico Atlaimpianti



Il numero degli impianti censiti a fine 2018 si è attestato a circa 765.000 unità. Il sistema include la maggioranza degli impianti che hanno ad oggi rapporti in essere col GSE; per il modesto numero di impianti non ancora incluso è in corso il processo di localizzazione. Sono in corso ulteriori sviluppi per includere analisi settoriali con diversi livelli di profondità territoriale.

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, ecc.) e con le amministrazioni regionali: tra questi si segnala, per 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.

Costante è anche l'attività del GSE di informazione statistica. Oltre alle varie pubblicazioni 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 ([ufficiostatistiche@gse.it](mailto:ufficiostatistiche@gse.it)).

## 11.2 STUDI E SUPPORTO TECNICO AI MINISTERI

Il GSE produce studi contenenti dati e analisi 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 e il MiSE.

In tema di collaborazione istituzionale e supporto tecnico ai Ministeri, uno dei fronti che ha tenuto più impegnato il GSE nel 2018 è stata la partecipazione al gruppo di lavoro che ha lavorato alla predisposizione della proposta di **Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima** (MiSE, MATTM, MIT, GSE, RSE, ISPRA, ENEA e Politecnico di Milano).

Sul fronte degli studi, 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 Annuali, che indicano la quantità di lavoro prestato nell'anno da un occupato a tempo pieno.

Si riportano di seguito le valutazioni relative all'anno 2017 e, in parte, quelle preliminari relative al 2018. Si stima che nel 2017 siano stati investiti oltre 1,8 mld€ in nuovi impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, in particolar modo nel settore eolico (768 mln€) e fotovoltaico (580 mln€). La progettazione, costruzione e installazione dei nuovi impianti nel 2017 si valuta abbia attivato un'occupazione "temporanea" corrispondente a oltre 13.500 ULA dirette e indirette. La gestione "permanente" di tutto il parco degli impianti in esercizio, a fronte di una spesa di oltre 3 mld€ nel 2017, si ritiene abbia attivato oltre 29.000 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 2017 si ritiene sia stato complessivamente di oltre 2,8 mld€.

**TABELLA 6** - Risultati economici e occupazionali dello sviluppo delle rinnovabili elettriche nel 2017

Tecnologia	Investimenti (mln€)	Spese O&M (mln€)	Valore Aggiunto (mln€)	Occupati temporanei diretti + indiretti (ULA)	Occupati permanenti diretti + indiretti (ULA)
Fotovoltaico	580	327	504	3.572	4.943
Eolico	768	288	624	5.683	3.336
Idroelettrico	299	888	847	2.642	10.098
Biogas	113	493	451	991	5.374
Biomasse solide	72	582	226	661	3.147
Bioliquidi	1	464	111	10	1.556
Geotermoelettrico	-	54	41	0	606
<b>Totale</b>	<b>1.834</b>	<b>3.096</b>	<b>2.803</b>	<b>13.558</b>	<b>29.060</b>

Per il 2018 si stima in via preliminare che siano stati investiti circa 1,8 mld€ in nuovi impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, in particolar modo nel settore eolico (814 mln€) e fotovoltaico (629 mln€). La progettazione, costruzione e installazione dei nuovi impianti nel 2018 si valuta abbia attivato un'occupazione "temporanea" corrispondente a oltre 13.000 ULA dirette e indirette. La gestione "permanente" di tutto il parco degli impianti in esercizio, a fronte di una spesa di oltre 3 mld€, si ritiene abbia attivato circa 29.700 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 2,8 mld€. Tutte le valutazioni sul 2018 sono comunque da intendere come preliminari e soggette ad aggiornamento.

**TABELLA 7** – Stime preliminari dei risultati economici e 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	629	334	528	3.861	5.033
Eolico	814	303	660	6.023	3.516
Idroelettrico	46	893	703	417	10.160
Biogas	47	498	416	414	5.425
Biomasse solide	273	630	355	2.317	3.396
Bioliquidi	-	464	110	-	1.556
Geotermoelettrico	-	54	41	-	607
<b>Totale</b>	<b>1.809</b>	<b>3.176</b>	<b>2.813</b>	<b>13.033</b>	<b>29.693</b>

Per quanto riguarda il settore delle rinnovabili termiche, si stima che nel 2017 gli investimenti in nuovi impianti siano ammontati a circa 3 mld€, di cui circa 2 mld€ destinati alle pompe di calore. La progettazione, costruzione e installazione dei nuovi impianti nel 2017 si ritiene abbia attivato un'occupazione "temporanea" corrispondente a circa 25.800 ULA dirette e indirette. La gestione "permanente" di tutto il parco degli impianti in esercizio, a fronte di una spesa di oltre 5 mld€ nel 2017, si valuta abbia attivato circa 28.000 ULA dirette e indirette, di cui il 59% relative alla filiera delle stufe e termocamini a legna e il 31% in quella delle pompe di calore. Il nuovo valore aggiunto generato dalle fonti rinnovabili nel settore termico nel 2017 si ritiene sia stato complessivamente di oltre 5,1 mld€.

**TABELLA 8** - Risultati economici e occupazionali dello sviluppo delle rinnovabili termiche nel 2017

Tecnologia	Investimenti (mln€)	Spese O&M (mln€)	Valore Aggiunto (mln€)	Occupati temporanei diretti + indiretti (ULA)	Occupati permanenti diretti + indiretti (ULA)
Solare termico (naturale + forzato)	146	28	98	1.165	311
Stufe e termocamini a pellet	620	535	370	5.742	2.337
Stufe e termocamini a legna	231	1.565	1.298	2.651	16.595
Pompe di calore (aeroterliche, idrotermiche e geotermiche)	1.994	2.945	3.338	16.237	8.791
<b>Totale</b>	<b>2.991</b>	<b>5.073</b>	<b>5.104</b>	<b>25.796</b>	<b>28.034</b>

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 2017 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€ e un totale di oltre 45.000 unità di lavoro "temporanee" dirette più indirette (equivalenti a tempo pieno).

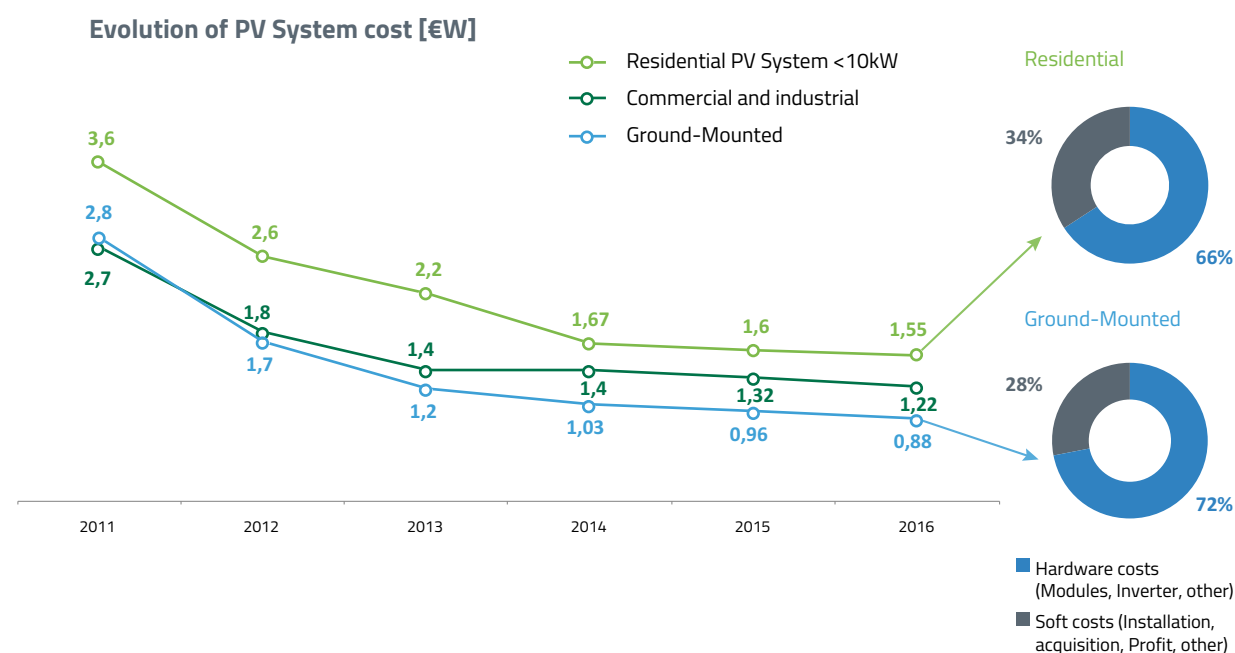
**Tabella 9** - Risultati economici e occupazionali della promozione dell'efficienza energetica in Italia nel 2017

Tipologia di meccanismo di incentivazione	Investimenti (mln€)	Valore Aggiunto (mln€)	Occupati temporanei diretti+indiretti
Detrazioni 65%	3.372	2.281	41.043
Conto Termico*	43	29	535
Certificati Bianchi	298	200	3.519

\* Si considerano solamente gli interventi effettivamente entrati in esercizio nel 2017; 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 2018 è proseguito anche il **monitoraggio dei costi e dei principali indicatori finanziari** delle tecnologie per lo sfruttamento delle fonti rinnovabili. Per il fotovoltaico, per esempio, è stato condotto un approfondimento sull'evoluzione del mercato in Italia, "PV market, business and price developments in Italy", in cui sono stati valutati i costi di investimento e le spese per gli interventi di gestione e manutenzione alla luce dell'evoluzione della capacità installata (anche abbinata agli accumuli), con uno sguardo agli scenari di sviluppo futuri.

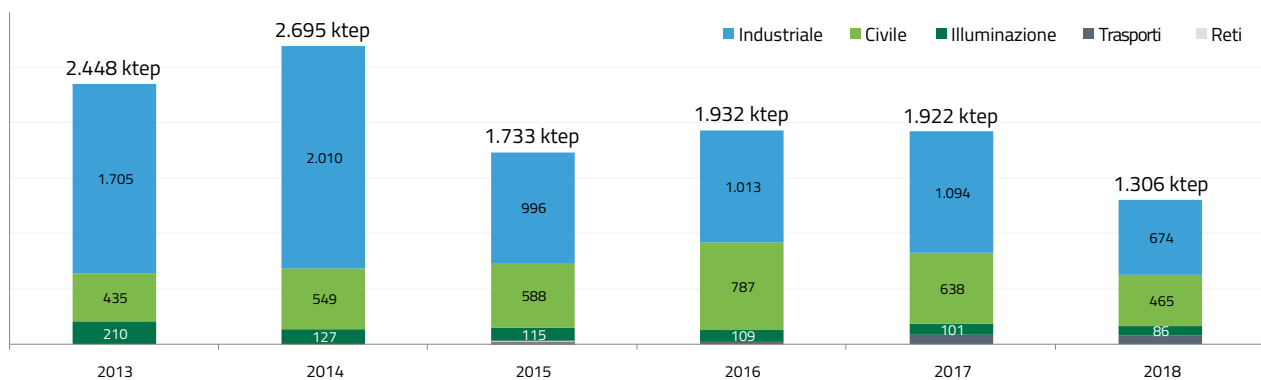
**FIGURA 6** - Evoluzione dei costi di investimento degli impianti fotovoltaici





Anche l'ambito dell'**efficienza energetica** è stato oggetto di analisi. A marzo 2018 è stata pubblicata, per esempio, un'analisi sulla valutazione delle politiche relative all'efficienza energetica in Italia, "Evaluation of Energy Efficiency policies in Italy", presentata in precedenza in un consesso internazionale a Parigi<sup>1</sup> in cui si sono evidenziati gli impatti economici, ambientali e settoriali dei diversi meccanismi implementati in Italia per migliorare l'efficienza energetica del sistema produttivo in particolare sono stati analizzati gli obiettivi e i risultati conseguiti dal meccanismo dei CB.

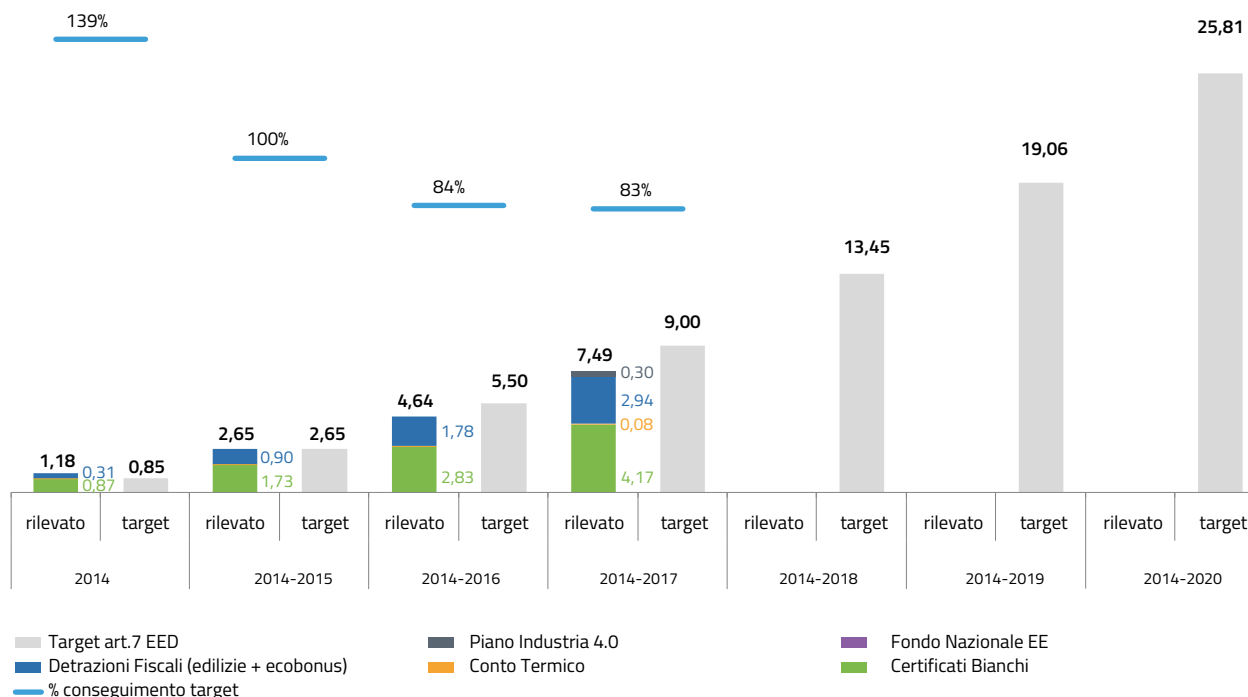
**FIGURA 7** – Risparmi energetici correlati alle emissioni dei CB



Il GSE, in collaborazione con ENEA, supporta il MiSE nella valutazione dei risparmi energetici conseguiti tramite politiche attive e nel monitoraggio del livello di raggiungimento degli obiettivi per l'efficienza energetica. A tal fine, il GSE elabora analisi sui risparmi riconducibili ai meccanismi gestiti (CB, CAR e Conto Termico) e ad altri strumenti (Industria 4.0), che confluiscono all'interno della "Relazione annuale sull'efficienza energetica", annualmente predisposta dal MiSE e inviata alla Commissione ai fini del monitoraggio del target definito dall'art.7 della Direttiva 27/12/CE (EED). Nell'aprile 2018 la rendicontazione dei risparmi cumulati al 2017 indica un livello di conseguimento del target dell'82% rispetto alla traiettoria definita all'interno del PAEE 2017.

**NOTE**

<sup>1</sup> EPATEE (Evaluation into Practice to Achieve Targets for Energy Efficiency) è un progetto finanziato dall'UE che mira a fornire agli Stati membri strumenti e conoscenze per una migliore valutazione delle proprie politiche di efficienza energetica. Questo progetto durerà 30 mesi da maggio 2017 a ottobre 2019 ed è guidato da un consorzio di 10 partner provenienti da 8 paesi europei.

**FIGURA 8** - Risparmi finali conseguiti da politiche attive ai fini del target art.7 EED


Per quanto concerne il monitoraggio della **regolazione regionale**, in continuità con quanto previsto in tema di informazione dal D.Lgs. 28/11, è stata condotta una sistematica ricognizione normativa, che confluisce in una newsletter settimanale inviata a circa 500 destinatari della PA. 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 2018 è stato pubblicato l'ultimo rapporto annuale sulla regolazione regionale della generazione elettrica da fonti rinnovabili. Nel corso del 2018 è stato pubblicato anche lo studio "**Città sostenibili: buone pratiche nel mondo**", che descrive numerose esperienze virtuose e buone pratiche di sostenibilità sviluppate in alcune città a livello mondiale. Il ruolo delle città, così come indicato nell'Agenda 2030 per lo Sviluppo Sostenibile delle Nazioni Unite, è fondamentale in quanto nei centri urbani si concentrano l'80% delle attività economiche globali e, di conseguenza, la maggior parte delle emissioni climalteranti. A proposito del ruolo fondamentale delle città per lo sviluppo sostenibile, nel 2018 si è anche proceduto a fornire supporto tecnico al Comune di **Roma** nella redazione del PAESC, a seguito del protocollo sottoscritto a marzo 2018 tra Roma Capitale, GSE ed ENEA. 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.

## 11.3 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 10** - Principali meccanismi di supporto gestiti dal GSE per settore

Rinnovabili Elettriche	Efficienza energetica e rinnovabili termiche	Rinnovabili Trasporti	Emissioni CO <sub>2</sub>
<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ CIP6/92</li> <li>▪ Incentivo ex CV</li> <li>▪ Tariffe Onnicomprensive</li> <li>▪ Conti Energia (I,II,III,IV e V)</li> <li>▪ D.M. 6 luglio 2012</li> <li>▪ D.M. 23 giugno 2016</li> <li>▪ Scambio sul Posto</li> <li>▪ Ritiro Dedicato</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ CAR</li> <li>▪ Certificati Bianchi</li> <li>▪ Conto Termico</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Biocarburanti</li> <li>▪ Biometano</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ EU-ETS</li> <li>▪ Piccoli emettitori</li> </ul>

Nel settore delle rinnovabili elettriche il GSE, al 2018, gestisce quasi 1,3 mln di convenzioni con soggetti privati e pubblici. Queste convenzioni supportano l'esercizio di oltre 800 mila impianti di produzione elettrica alimentata a fonti rinnovabili, per una potenza complessiva di circa 40 GW, che generano 82 TWh di energia elettrica rinnovabile, di cui 67 TWh incentivati. Il costo complessivo degli incentivi per la generazione elettrica ammonta a 11,5 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  $A_{sos}$  degli oneri di sistema, che per una famiglia tipo (consumo elettrico assunto pari a 2.700 kWh) nel 2018 ha comportato una spesa annua di circa 90 €. A questi costi sostenuti dalla collettività corrispondono una serie di benefici che comprendono: l'emissione evitata di gas a effetto serra per 33 MtCO<sub>2eq</sub> (38 MtCO<sub>2eq</sub> considerando l'intero ciclo di vita delle fonti energetiche), il risparmio di circa 12 Mtep di energia primaria fossile, investimenti per la realizzazione di nuovi impianti per circa 1,8 mld€ e circa 35 mila occupati tra permanenti e temporanei.

Nel settore dell'efficienza energetica e delle rinnovabili termiche il GSE ha ricevuto nel 2018 quasi 100 mila richieste di incentivazione, di cui 80 mila circa sono state ammesse agli incentivi. Queste richieste comprendono 4 mila interventi di efficienza energetica, promossi tramite i CB e il Conto Termico, 75 mila impianti a rinnovabili termiche incentivati dal Conto Termico e quasi 2 mila unità di CAR. Il costo complessivo degli incentivi rivolti all'efficienza energetica e alle rinnovabili termiche per il 2018 si stima ammonti a 1,7 mld€. Tale valore indicativo è stato calcolato per competenza assumendo per il volume dei CB emessi nell'anno solare 2018 (4,8 mln complessivi tra progetti di efficienza energetica e titoli emessi in favore di unità CAR) un prezzo pari a quello medio di mercato del medesimo anno solare (304 €/TEE) e per il Conto Termico l'ammontare degli incentivi riconosciuti (190 mln€). Le risorse trovano copertura con le tariffe dell'elettricità e del gas, con una spesa annua indicativa per una famiglia tipo in bolletta pari a 25€ circa (di cui 18€ nella bolletta gas). A questi costi sostenuti dalla collettività corrispondono una serie di benefici comprendenti l'emissione evitata di gas a effetto serra per 8 MtCO<sub>2eq</sub> (9 MtCO<sub>2eq</sub> considerando l'intero ciclo di vita delle fonti energetiche), il risparmio di circa 3 Mtep di energia primaria fossile da importare dall'estero, investimenti per la realizzazione di nuovi interventi per circa 800 mln€ e circa 9 mila occupati tra diretti e indiretti.

Nel settore delle rinnovabili impiegate nei trasporti, nel 2018, il GSE ha registrato le certificazioni di oltre 6.000 partite di biocarburanti miscelati con i carburanti immessi in consumo nel 2017, con un contenuto energetico di 10,8 mln di Gcal, cui sono stati corrisposti quasi 2 mln di CIC (Certificati di Immissione in Consumo). Nel 2018 sono stati anche qualificati 6 impianti a progetto e 1 in esercizio per la produzione di biometano avanzato da destinare al settore trasporti. Assumendo un prezzo di mercato medio dei CIC intorno ai 320€, si stima che il costo complessivo dello schema d'obbligo dei biocarburanti ammonti a circa 0,6 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 a 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 sui 16€. A questi costi sostenuti dalla collettività corrispondono una serie di benefici comprendenti l'emissione evitata di gas ad effetto serra per 3 MtCO<sub>2eq</sub> e il risparmio di circa 1 Mtep di energia primaria fossile (circa 8 mln di barili di petrolio). Per quanto riguarda le ricadute economiche e occupazionali, nel 2018 è stato avviato un monitoraggio ad hoc volto a identificare gli investimenti e gli occupati relativi alla filiera dei biocarburanti avanzati e del biometano, acquisendo dati nella fase di richiesta degli incentivi.

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 2018 circa 93 MtCO<sub>2</sub> sotto forma di permessi emissivi (EUA), raccogliendo proventi per 1,5 mld€. I proventi raccolti sono depositati attualmente 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% a 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 2018 è di circa 15,4 mld€. Le iniziative supportate hanno occupato circa 45.000 unità di lavoro annuali permanenti, e vi sono stati nuovi investimenti per circa 2,6 mld€. La quantità di energia prodotta o risparmiata, supportata dal GSE, ha evitato l'emissione in atmosfera di 45 mln di tonnellate di CO<sub>2</sub> e il consumo di 117 mln di barili di petrolio.

**FIGURA 9** - Dati di sintesi delle attività GSE e dei relativi costi e benefici



## 11.4 SUPPORTO ALLA PA E PROMOZIONE DELLA SOSTENIBILITÀ

### Collaborazioni istituzionali

Le attività di carattere istituzionale del GSE, quale soggetto pubblico deputato alla gestione dei principali meccanismi d'incentivazione per lo sviluppo delle fonti rinnovabili e dell'efficienza energetica, hanno permesso di sviluppare il dialogo con le istituzioni e gli stakeholder di settore. Nel corso del 2018, il GSE ha rafforzato le collaborazioni istituzionali con la PA centrale, gli enti locali e i principali attori del settore energetico, tra cui Regioni, Comuni, istituzioni pubbliche e stakeholder di interesse.

Il rafforzamento della collaborazione già attiva con le Regioni su vari fronti (scambio di dati previsto dalla normativa, sviluppo di studi di potenziale, monitoraggio delle procedure autorizzative, ecc.) mira a sviluppare, insieme agli stakeholder territoriali, servizi di qualità per sostenere le politiche regionali verso piani in linea con le disposizioni nazionali. Tra i temi oggetto di un confronto nel 2018 si possono per esempio citare quelli relativi alla semplificazione delle procedure autorizzative, alla realizzazione di nuovi impianti e al potenziamento/ammodernamento di quelli esistenti, allo sviluppo dell'autoconsumo.

Con la Regione Siciliana il GSE sta sperimentando alcuni nuovi servizi di sistema finalizzati al monitoraggio delle performance e alla promozione di nuovi impianti a fonti rinnovabili, e, insieme ad ENEA, alle Università del territorio, a Terna e ad altri stakeholder di settore, sta lavorando per l'aggiornamento del PEARS.

Nel 2018 l'impegno del GSE ha riguardato anche due grandi metropoli italiane: da marzo si sta supportando il Comune di Roma nella preparazione del Piano di Azione per l'Energia Sostenibile e il Clima (PAESC), che la Capitale si impegna a presentare entro novembre 2019. Il protocollo siglato coinvolge anche ENEA, ISPRA e il Ministero della Difesa.

Un altro protocollo d'intesa è stato sottoscritto con il Comune di Milano, presso il quale sono stati istituiti diversi tavoli tecnici al fine di individuare gli interventi di efficienza energetica nell'edilizia scolastica, supportare l'amministrazione nei suoi piani sul risparmio energetico, il contenimento delle emissioni di polveri sottili, l'economia circolare, l'uso delle rinnovabili, la mobilità sostenibile (la collaborazione istituzionale prevede anche il supporto per la realizzazione del Piano Milano Sostenibile 2030-50).

Gli accordi di collaborazione con i Comuni italiani hanno contribuito ad avviare azioni congiunte e iniziative sinergiche nel settore dell'efficienza energetica, attraverso la realizzazione di interventi di riqualificazione del patrimonio edilizio pubblico. Il dialogo con i Comuni ha altresì favorito interventi sul territorio utili alla diffusione delle energie rinnovabili, nonché allo sviluppo di iniziative formative sui temi della sostenibilità ambientale.

**TABELLA 11** - Principali protocolli d'intesa sottoscritti nel 2018 tra GSE ed Enti locali/Istituzioni

Data sottoscrizione	Ente/Istituzione	Ambito di riferimento
20 febbraio	ANCI	Promozione dello sviluppo sostenibile e delle energie rinnovabili nei Comuni italiani
23 marzo	GdF	Rinnovato l'accordo di collaborazione con la Guardia di Finanza a contrasto delle irregolarità nella spesa pubblica
28 marzo	Roma Capitale	Sostegno alla redazione del PAESC, di concerto con ENEA, ISPRA e Ministero della Difesa
19 luglio	Comune di Milano	Azione di supporto al Comune nella realizzazione di interventi di efficientamento energetico nell'ambito delle opere pubbliche programmate nel triennio 2018-2020
3 luglio	ENI	Il "Progetto Assemini", siglato il 6 giugno 2017 con ENI, ha portato nel 2018 all'inaugurazione dell'impianto fotovoltaico di 26 MW, presso le saline Conti Vecchi di Assemini
5 luglio	Regione Siciliana	Promozione dello sviluppo sostenibile sul territorio, attraverso il monitoraggio e la crescita delle fonti rinnovabili, l'efficienza energetica e la mobilità sostenibile
7 maggio	Arezzo	Road show "Il potenziale delle Città Medie per lo sviluppo dell'Italia", ideato per conoscere, valorizzare e promuovere lo sviluppo sostenibile e l'eccellenza dei territori
27-28 giugno	Cosenza	
4-5 ottobre	Pavia	
24-25 maggio	Sassari	

### Supporto alla riqualificazione energetica della PA

Il GSE supporta la PA nel contribuire al raggiungimento degli obiettivi nazionali in materia di energia e clima. Nel corso del 2018 la Società ha consolidato il servizio rivolto agli Enti Pubblici per sostenerli nella riqualificazione energetica del proprio patrimonio e nell'efficientamento dei consumi energetici per l'erogazione di servizi al cittadino, facendo leva sull'utilizzo dei meccanismi di incentivo esistenti. Sulla base della programmazione delle opere pubbliche, il GSE supporta gli uffici tecnici degli Enti nell'identificazione degli interventi incentivabili e si impegna a supportare le competenze interne alle amministrazioni nella richiesta e ottenimento degli incentivi. Inoltre, coadiuva gli Enti nella risoluzione delle problematiche legate alla realizzazione degli investimenti per la riqualificazione energetica, all'accertamento delle coperture finanziarie, all'approvvigionamento di beni e servizi ammissibili agli incentivi, con lo scopo di avviare un circolo virtuoso di rigenerazione delle risorse pubbliche allocate nell'efficienza energetica, che stimoli nuovi interventi e una progressiva riduzione della spesa corrente.

Sono oltre 1.500 gli Enti Pubblici su tutto il territorio nazionale che stanno beneficiando del servizio di supporto GSE per la PA. Di questi, oltre il 90% sono Enti locali, tra cui grandi città come Milano, Roma, Palermo, Cagliari, e capoluoghi quali Rimini e Treviso, ma anche Comuni sotto i 5 mila abitanti e gruppi di Comuni associati per superare le difficoltà che penalizzano soprattutto i piccoli centri e le aree interne.

Il supporto del GSE è strutturato per accompagnare l'interlocutore in un percorso verso la sostenibilità che parte dalla riqualificazione energetica degli edifici pubblici, come esempio per le comunità locali. Per incrementare il numero degli interventi che migliorano le prestazioni energetiche del patrimonio pubblico, il GSE ha attivato un servizio di collaborazione con le Istituzioni che gestiscono linee di finanziamento dedicate alla PA, tra cui Ministeri, Regioni, Cassa Depositi e Prestiti, ecc.. Ciò, con l'obiettivo di mettere in sinergia le risorse e promuovere congiuntamente gli strumenti di finanziamento.

Tra le collaborazioni più rilevanti, il percorso avviato con il MIUR, per identificare un modello virtuoso di sinergia tra il Conto Termico e la Programmazione Triennale Edilizia Scolastica 2018-2020, che erogherà oltre un miliardo di euro a Comuni e Province per interventi di ristrutturazione, miglioramento, messa in sicurezza e adeguamento sismico delle scuole pubbliche. Grazie alla collaborazione con il GSE, 18 Regioni hanno introdotto nei bandi per l'allocazione delle risorse sul territorio un principio di premialità in caso di cofinanziamento dei progetti con il Conto Termico, in modo da incentivare il completamento degli interventi di messa in sicurezza con quelli di efficienza energetica. Analoga sinergia è stata trovata con 15 Regioni sulle risorse della Politica di Coesione destinate alla riqualificazione energetica, e in particolare sui Piani Operativi Regionali per l'allocazione del Fondo Europeo per lo Sviluppo Regionale. Grazie a essa, circa una ventina di bandi hanno previsto la cumulabilità con il Conto Termico, potenziando così le dotazioni finanziarie regionali per la realizzazione di interventi sugli immobili pubblici.

Nel corso del 2018, il GSE ha premiato circa 20 Enti locali per interventi esemplari di riqualificazione energetica su scuole, municipi, edifici storici tutelati nell'ambito del progetto "Una targa per l'Efficienza", con l'obiettivo di rafforzare la percezione della riqualificazione energetica, quale dimensione trasversale nella gestione del patrimonio e dei servizi pubblici. Nella prima fase del progetto sono stati individuati i migliori interventi nei Comuni di Ariano nel Polesine (RO), Bagnoli di Sopra (PD), Candiana (PD), Collecchio (PR), Feltre (BL), Gabicce Mare (PU), Galzignano Terme (PD), Giavera del Montello (TV), Legnago (VR), Mareno di Piave (TV), Medole (MN), Prato, Recanati (MC), Rimini, Rubano (PD), San Michele al Tagliamento (VE), Sarnano (MC), Treviso e Villorba (TV). Tra questi, diversi interventi combinati di trasformazione in edifici a energia quasi zero e messa in sicurezza antisismica di scuole ed edifici strategici, ma anche complessi interventi su impianti sportivi, municipi, edifici tutelati, centri sociali, ecc. che, grazie alla riqualificazione energetica, hanno contribuito alla valorizzazione e rigenerazione di spazi di pubblica utilità.

### Il Progetto Sostenibilità in Comune

Per vincere la sfida della mitigazione dei cambiamenti climatici e ripensare il futuro delle nostre città in una logica più sostenibile, il GSE ha proseguito il progetto avviato nel 2017 che ha visto il coinvolgimento dei Comuni italiani. Con lo sviluppo del progetto Sostenibilità in Comune, il GSE si è rivolto ai Comuni italiani, candidandosi ad accompagnarli nel proprio percorso di sostenibilità, affinché gli investimenti siano indirizzati verso una crescita ecocompatibile, mettendo in luce un modello di Comune sostenibile emulabile sull'intero territorio nazionale. Per coniugare crescita economica e occupazionale, sostenibilità ambientale e benessere sociale, il GSE mette a fattor comune il proprio know-how con gli amministratori del territorio per pianificare e concretizzare azioni utili al recupero del patrimonio edilizio, all'efficienza energetica, allo sviluppo dell'energia rinnovabile, dell'uso efficiente delle risorse e dei modelli di produzione e consumo, della mobilità sostenibile. Intorno al progetto si sviluppa anche l'intesa con l'ANCI: il 20 febbraio 2018, infatti, è stato siglato il protocollo di intesa con ANCI, un accordo finalizzato ad avviare una collaborazione a medio-lungo termine per la promozione dello sviluppo sostenibile e delle energie rinnovabili nei Comuni italiani.



Nell'ambito di questa collaborazione, è stato avviato il roadshow delle città medie, le quali sono il nodo, funzionale e gestionale, di realtà strategiche sotto il profilo economico-occupazionale e della sostenibilità. L'iniziativa, consistita in un ciclo di eventi tematici per approfondire il potenziale di sviluppo sostenibile e di eccellenze territoriali del nostro Paese, ha fatto tappa ad Arezzo, Cosenza, Pavia e Sassari.

### GSE incontra le scuole

Con il format didattico "GSE incontra le scuole", rientrato anche quest'anno nel piano dell'offerta formativa del Comune di Roma, si svolge un'attività di informazione e formazione volta a promuovere nelle scuole la conoscenza delle tematiche legate alla sostenibilità ambientale e all'efficienza energetica, affrontando insieme ai ragazzi i temi del consumo energetico consapevole, aspetti fondamentali per la lotta ai cambiamenti climatici. In quest'ottica, è stata predisposta una mini guida distribuita durante gli incontri, in cui vengono trattate tali tematiche attraverso un linguaggio semplice e con tabelle e immagini facilmente comprensibili. Per favorire la diffusione della cultura di uno stile di vita ecosostenibile, è rimarcata la consapevolezza delle conseguenze dei gesti quotidiani per sensibilizzare e favorire l'adozione, da parte delle nuove generazioni, di comportamenti virtuosi come un uso razionale dell'energia, una minore produzione di rifiuti, l'utilizzo di mezzi di trasporto pubblici, ecc.. Dal 2011, anno in cui è stato avviato il progetto, sono stati coinvolti oltre 12.000 studenti di cui circa 4.200 nel 2018, relativi a 40 scuole.

## 11.5 COLLABORAZIONI INTERNAZIONALI

Sin dall'inizio della sua operatività il GSE ha messo a disposizione del MISE e degli altri Ministeri di riferimento le competenze legate al proprio ruolo istituzionale anche per supportarne la partecipazione a fora negoziali internazionali e processi legislativi europei, con possibili implicazioni sulle politiche energetiche nazionali. In virtù del proprio bagaglio di conoscenze tecniche, il GSE è stato sempre più frequentemente designato quale controparte nazionale per organizzazioni intergovernative e associazioni volontarie dedicate a energia, clima e sostenibilità.

### Collaborazioni nell'ambito di organizzazioni internazionali e associazioni volontarie

Nel corso del 2018, è proseguita la partecipazione del GSE ai lavori delle principali organizzazioni intergovernative di settore, quali l'International Energy Agency e l'International Renewable Energy Agency. Per quanto riguarda l'IEA, si è consolidato l'impegno del GSE nell'ambito del Working Party on Renewable Energy Technology (c.d. REWP), piattaforma di dialogo tra i governi dei Paesi membri dell'Agenzia su aspetti rilevanti per lo sviluppo delle fonti energetiche rinnovabili e la loro integrazione nel mercato energetico. È proseguita l'attività di ricognizione e coordinamento volta alla divulgazione a livello nazionale dei risultati raggiunti nell'ambito dei Technology Collaboration Programme (TCP), al quale il GSE partecipa in maniera diretta o tramite la propria controllata RSE (TCP su fotovoltaico, bioenergie, maree e moto ondoso, smart grids, ecc.).

Il GSE ha proseguito la partecipazione al Photovoltaic Power System Programme (PVPS) della IEA, in particolare nel Task 1 - Strategic PV Analysis & Outreach, gruppo di lavoro che promuove la disseminazione delle informazioni su aspetti tecnici, ambientali e sociali legati al fotovoltaico, e contemporaneamente ne identifica le evoluzioni di mercato. Nell'ambito dei lavori del Task 1, sono stati forniti dati e contributi per i report quali: "Snapshot of Global Photovoltaic Markets 2018", che riporta le stime sul mercato fotovoltaico dell'anno precedente e "Trends 2018 in Photovoltaic Applications", che presenta e interpreta lo sviluppo del settore fotovoltaico mondiale negli anni 1992-2017. Inoltre, come ogni anno, è stato redatto il rapporto annuale sul mercato italiano "National Survey Report of PV Power Applications in Italy 2017". Il GSE ha poi partecipato al Task 15 - Enabling Framework for the Acceleration of Building Integrated PhotoVoltaic (BIPV), gruppo con focus sulla promozione dell'integrazione del fotovoltaico in architettura, con tematiche legate all'efficienza energetica degli edifici, nell'ambito del quale è stato pubblicato il report "BIPV research teams & BIPV R&D facilities".

In tema di bioenergie, il GSE è il contracting party, per l'Italia, nel Technology Collaboration Programme IEA Bioenergy e partecipa ai lavori del Task 40 "Sustainable International Bioenergy Trade – Securing Supply and Demand", in cui è trattato il tema del commercio internazionale di biomasse sostenibili. Il Task porta avanti diversi progetti inerenti le bioenergie analizzando le filiere di riferimento, le materie prime utilizzate, sostenendo l'innovazione tecnologica e promuovendo la sostenibilità.

Anche per quanto riguarda le energie marine il GSE rappresenta l'Italia in qualità di contracting party in un altro TCP della IEA: l'Ocean Energy Systems (OES). Si tratta di una collaborazione internazionale tra Paesi, nata nel 2001, di cui oggi fanno parte 24 Stati più la CE (l'Italia è membro dal 2008), con l'obiettivo di condividere esperienze di ricerca e sviluppo, nonché progetti pilota su grande scala, relativi allo sfruttamento delle tecnologie che permettono la generazione di energia dalle maree e dal moto ondoso.

Sul fronte dell'International Renewable Energy Agency (IRENA), il GSE in qualità di focal point tecnico nazionale, ha continuato a garantire il proprio contributo ai tavoli di lavoro e alle riunioni degli organismi di governance dell'Agenzia. È continuato il dialogo con l'Agenzia nell'ambito del progetto "REMAP 2030 - A Renewable Energy Road map", avviato nel 2012 allo scopo di contribuire agli obiettivi dell'iniziativa "Sustainable Energy 4 All" 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.

Nel 2018 il GSE ha continuato a essere attivamente presente anche sul fronte dell'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 - confermando la propria presenza nel general meeting e in diversi gruppi di lavoro. La presenza in AIB di un numero rappresentativo di Stati membri dell'UE e la conformità delle EECS Rules alle disposizioni della Direttiva 28/2009/CE pone l'associazione in una posizione di primo piano nel contesto europeo, sia per offrire uno standard di immediato utilizzo per l'implementazione di un sistema di GO da parte di Paesi non ancora in linea in tal senso sia per garantire lo scambio internazionale di certificati in maniera affidabile.

Nel 2018 è inoltre proseguito il supporto tecnico-specialistico che il GSE fornisce al MiSE e al MAE e della Cooperazione Internazionale, attraverso la partecipazione ai lavori dell'Energy Sustainability Working Group del G20 nonché alla Clean Energy Ministerial (CEM).

Infine, tra le attività realizzate dal GSE in ambito statistico, nel corso del 2018, figurano 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.

### Partecipazione a progetti comunitari

L'impegno del GSE in ambito internazionale si concretizza anche nell'adesione a diversi progetti volti all'approfondimento, allo studio e alla condivisione di esperienze in materia di fonti rinnovabili, efficienza energetica e certificazione del mix energetico.

Il progetto comunitario Concerted Action on the implementation of the RES directive (CA-RES), finanziato dalla CE, 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 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, sempre di durata triennale come le precedenti, 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 CA-EED 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).

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.

# LEGENDA

<b>A</b>	<b>A3</b>	Oneri generali di sistema a copertura degli incentivi alle fonti rinnovabili e assimilate
	<b>ACER</b>	Agency for the Cooperation of Energy Regulators
	<b>AdP</b>	Accordo di Programma
	<b>AgID</b>	Agenzia per l'Italia Digitale
	<b>AMS</b>	Application Maintenance Service
	<b>ARERA</b>	Autorità di Regolazione per l'Energia Reti e Ambiente
	<b>ASAP</b>	Altri Sistemi di Auto Produzione
	<b>ASE</b>	Altri Sistemi Esistenti
	<b>ASSPC</b>	Altri Sistemi Semplici di Produzione e Consumo
	<b>AU</b>	Acquirente Unico
	<b>Autorità</b>	Autorità di Regolazione per l'Energia Reti e Ambiente
<b>B</b>	<b>BIPV</b>	Building-Integrated Photovoltaics
<b>C</b>	<b>cal</b>	calorie
	<b>CAR</b>	Cogenerazione ad Alto Rendimento
	<b>CB</b>	Certificati Bianchi
	<b>CE</b>	Conto Energia
	<b>CEC</b>	Costo Evitato di acquisto Combustibile
	<b>CERT</b>	Computer Emergency Response Team
	<b>CIC</b>	Certificati di Immissione in Consumo
	<b>CIL</b>	Consumo Interno Lordo
	<b>CIP6/92</b>	Comitato Interministeriale dei Prezzi - Provvedimento 6/92
	<b>CMA</b>	Conference serving as the Meeting of the Parties
	<b>COP</b>	Conferenza delle Parti
	<b>CRM</b>	Customer Relationship Management
	<b>CS</b>	Conto Scambio
	<b>CSEA</b>	Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali
	<b>CSP</b>	Conto Energia Solare Termodinamico
	<b>CV</b>	Certificati Verdi
<b>D</b>	<b>D.L.</b>	Decreto Legge
	<b>D.Lgs.</b>	Decreto Legislativo
	<b>D.M.</b>	Decreto Ministeriale
	<b>DD.MM.</b>	Decreti Ministeriali
	<b>DPR</b>	Decreto del Presidente della Repubblica
<b>E</b>	<b>Ei</b>	Energia Incentivabile
	<b>ENEA</b>	Ente per le nuove tecnologie, l'energia e l'ambiente
	<b>ESCo</b>	Energy Service Company
	<b>ETBE</b>	Ethyl Tertiary Butyl Ether
	<b>ETS</b>	Emission Trading System
	<b>EU</b>	European Union
	<b>EU28</b>	European Union 28
	<b>EU-ETS</b>	European Union-Emission Trading System
<b>F</b>	<b>FER</b>	Fonti Energetiche Rinnovabili
	<b>FIP</b>	Feed in Premium
	<b>FIT</b>	Feed in Tariff
	<b>FTV</b>	Fotovoltaico
<b>G</b>	<b>G</b>	Giga
	<b>Gcal</b>	Giga calorie
	<b>GdR</b>	Gestore di Rete
	<b>GJ</b>	Giga Joule
	<b>GME</b>	Gestore dei Mercati Energetici
	<b>GO</b>	Garanzie di Origine

<b>G</b>	<b>GPL</b>	Gas Petrolio Liquefatto	
	<b>GRIN</b>	Gestione Riconoscimento Incentivo	
	<b>GSE</b>	Gestore dei Servizi Energetici	
	<b>GtCO<sub>2</sub></b>	Giga tonnellate di CO <sub>2</sub>	
	<b>GUFPI</b>	Gruppo Utenti Function Point Italia	
	<b>GWA</b>	Gestione Web Access	
<b>H</b>	<b>GWh</b>	Giga Watt ora	
	<b>HVO</b>	Hydrotreated Vegetable Oil	
<b>I</b>	<b>I</b>	Incentivo o Tariffa Incentivante	
	<b>IAFR</b>	Impianti Alimentati da Fonti Rinnovabili	
	<b>ICT</b>	Information and Communication Technology	
	<b>ISMA</b>	Italian Software Metrics Association	
	<b>ISPRA</b>	Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale	
	<b>ISTAT</b>	Istituto Nazionale di Statistica	
	<b>IT-OCC</b>	IT Operation Control Center	
	<b>IVR</b>	Interactive Voice Response	
<b>J</b>	<b>J</b>	Joule	
	<b>K</b>	<b>k</b>	kilo
<b>kJ</b>		kilo Joule	
<b>KPI</b>		Key Performance Indicator	
<b>kWh</b>		kilo Watt ora	
<b>L</b>		<b>L.</b>	Legge
	<b>M</b>	<b>M</b>	Mega
<b>MATTM</b>		Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare	
<b>MC</b>		Market Coupling	
<b>MEF</b>		Ministero dell'Economia e delle Finanze	
<b>MGAS</b>		Mercato del Gas Naturale	
<b>MI</b>		Mercato Infragiornaliero	
<b>MiPAAF</b>		Ministero delle Politiche Agricole, Alimentari e Forestali	
<b>MiSE</b>		Ministero dello Sviluppo Economico	
<b>MIT</b>		Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti	
<b>MiUR</b>		Ministero dell'Istruzione, dell'Università e della Ricerca	
<b>MJ</b>		Mega Joule	
<b>mld</b>		miliardi	
<b>mIn</b>		milioni	
<b>MPE</b>		Mancata Produzione Eolica	
<b>MPE</b>		Mercato Elettrico a Pronti	
<b>MSD</b>		Mercato dei Servizi di Dispacciamento	
<b>MtCO<sub>2</sub></b>		Milioni di tonnellate di CO <sub>2</sub>	
<b>MTE</b>		Mercato a Termine dell'Energia	
<b>Mtep</b>		Mega tep	
<b>MWh</b>		Mega Watt ora	
<b>N</b>		<b>NDC</b>	Nationally Determined Contributions
		<b>nZEB</b>	edifici a energia quasi zero (nearly Zero Energy Building)
<b>O</b>		<b>O&amp;M</b>	spese di esercizio e manutenzione
		<b>OCSIT</b>	Organismo Centrale di Stoccaggio Italiano
		<b>OECD</b>	Organisation for Economic Co-operation and Development
<b>P</b>		<b>PA</b>	Pubblica Amministrazione
		<b>PAEE</b>	Piano d'Azione Nazionale per l'Efficienza Energetica
	<b>PAN</b>	Piano di Azione Nazionale	

<b>P</b>	<b>PB-GAS</b>	Piattaforma per il Bilanciamento del gas
	<b>PB-GO</b>	Piattaforma Bilaterale
	<b>PC</b>	Progetti a Consuntivo
	<b>PCE</b>	Piattaforma dei Conti Energia
	<b>PES</b>	Primary Energy Saving
	<b>PIL</b>	Prodotto Interno Lordo
	<b>PMG</b>	Prezzi Minimi Garantiti
	<b>PPPM</b>	Proposte di Progetto e di Programma di Misura
	<b>PREPAC</b>	Programma per la Riqualificazione Energetica degli edifici della Pubblica Amministrazione Centrale
	<b>PTPCT</b>	Piano Triennale della Prevenzione della Corruzione e della Trasparenza
	<b>PTTI</b>	Programma Triennale per la Trasparenza e l'Integrità
	<b>PUN</b>	Prezzo Unico Nazionale
	<b>PVPS</b>	Photovoltaic Power System Programme
	<b>Pz</b>	Prezzo zonale orario
<b>R</b>	<b>RAEE</b>	Rifiuti di Apparecchiature Elettriche ed Elettroniche
	<b>RdS</b>	Ricerca di Sistema
	<b>Re</b>	Prezzo di cessione dell'energia elettrica
	<b>RENAPE</b>	Registro Nazionale Piccoli Emettitori
	<b>RFI</b>	Rete Ferroviaria Italiana
	<b>RID</b>	Ritiro Dedicato
	<b>RIU</b>	Reti Interne di Utenza
	<b>RSE</b>	Ricerca sul Sistema Energetico
	<b>RVC</b>	Richieste di Verifica e Certificazioni
<b>S</b>	<b>S.c.p.A.</b>	Società Consortile per Azioni
	<b>S.p.A.</b>	Società per Azioni
	<b>S.r.l.</b>	Società a responsabilità limitata
	<b>SCIGR</b>	Sistema di Controllo Interno e Gestione del Rischio
	<b>SDC</b>	Sistemi di Distribuzione Chiusi
	<b>SEESEU</b>	Sistemi Equivalenti ai Sistemi Efficienti di Utenza
	<b>SEN</b>	Strategia Energetica Nazionale
	<b>SEU</b>	Sistemi Efficienti di Utenza
	<b>SFIP</b>	Sliding Feed in Premium
	<b>SII</b>	Sistema Informativo Integrato
	<b>SIMERI</b>	Sistema Italiano per il Monitoraggio delle Energie Rinnovabili
	<b>SOA</b>	Service Oriented Architecture
	<b>SOC</b>	Security Operation Center
	<b>SSP</b>	Scambio sul Posto
	<b>SSPC</b>	Sistema Semplice di Produzione e Consumo
<b>T</b>	<b>t</b>	tonnellata
	<b>T</b>	Tera
	<b>TAR</b>	Tribunale Amministrativo Regionale
	<b>Tari</b>	Tariffa Rifiuti
	<b>Tb</b>	Tariffa incentivante base
	<b>TCP</b>	Technology Collaboration Programme
	<b>TEE</b>	Titoli di Efficienza Energetica
	<b>tep</b>	tonnellate equivalenti di petrolio
	<b>TFO</b>	Tariffa Fissa Onnicomprensiva
	<b>TIDE</b>	Testo Integrato Dispacciamento Elettrico
	<b>Tit</b>	Testo integrato trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica
	<b>TJ</b>	Tera Joule
	<b>TLR</b>	Teleriscaldamento
	<b>TO</b>	Tariffa Onnicomprensiva
	<b>TPA</b>	Tariffa Premio Autoconsumo
	<b>TTE</b>	Consiglio "Trasporti, telecomunicazioni e energia"
	<b>TWh</b>	Tera Watt ora
<b>U</b>	<b>UE</b>	Unione Europea
	<b>ULA</b>	Unità di Lavoro Annuali
	<b>UNFCCC</b>	United Nations Framework Convention on Climate Change
	<b>UCO</b>	Olio Vegetale Esausto
<b>V</b>	<b>VDI</b>	Virtual Desktop Infrastructure





[WWW.GSE.IT](http://WWW.GSE.IT)