



**RAPPORTO
DELLE
ATTIVITÀ
2017**

ENERGIE
IN MOVIMENTO

IL GSE

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

**RAPPORTO
DELLE
ATTIVITÀ
2017**

PREFAZIONE

Nel settembre del 2015, l'Assemblea Generale delle Nazioni Unite ha posto definitivamente al centro dell'agenda mondiale lo sviluppo sostenibile.

I governi dei 193 Paesi membri dell'ONU hanno deciso che *"the future we want"*¹ non può più prescindere dalla lotta alla povertà, dall'eliminazione della fame e dal contrasto al cambiamento climatico.

In questo senso, i Sustainable Development Goals – SDGs² pongono le basi per un rinnovato partenariato mondiale per lo sviluppo sostenibile, che interessa tutte le dimensioni della vita umana e del pianeta, superando ogni confine geografico ed economico.

L'energia gioca un ruolo importante, direttamente o indirettamente, su quasi tutti gli obiettivi di sviluppo sostenibile. Per citarne solo alcuni, oltre a quello sull'energia pulita (7), quelli su crescita economica e occupazionale (8), infrastrutture, industria e innovazione (9), città sostenibili (11), economia circolare (12), lotta ai cambiamenti climatici (13).

Attualmente, le emissioni di gas a effetto serra, derivanti dalle attività umane, stanno drammaticamente trascinando il nostro pianeta verso un definitivo cambiamento climatico.

Il percorso può essere invertito solo dall'impiego efficiente di energie pulite e rinnovabili, da politiche che favoriscano la restaurazione e la gestione sostenibile di ecosistemi esistenti e che portino a compimento il processo di decarbonizzazione dell'economia globale per ottenere la neutralità climatica nella seconda metà del secolo.

Gli obiettivi di sviluppo sostenibile delle Nazioni Unite sono sentiti oggi dal nostro Paese come non era mai successo in passato e l'Italia è orgogliosa dai traguardi fino ad oggi raggiunti.

Sul fronte delle rinnovabili l'Italia ha conseguito in anticipo gli obiettivi europei al 2020, attestandosi nel 2017 per il quarto anno consecutivo ad una quota di consumi soddisfatti dalle rinnovabili superiore al 17%, obiettivo stabilito per il 2020.

Ma il cammino del Paese non si ferma e proprio nel 2017 è stato posto un altro mattone fondamentale nella costruzione dell'immagine del ponte verso il futuro: il Governo italiano ha approvato il 20 novembre scorso la Strategia Energetica Nazionale, la roadmap per il raggiungimento degli obiettivi europei al 2030, nell'ambito del quadro per il clima e l'energia adottato dall'Unione.

Con la SEN, l'Italia traccia il proprio percorso per la gestione della transizione energetica, ponendosi obiettivi in termini di riduzione dei consumi finali di energia (10 Mtep), di approvvigionamento da rinnovabili sui consumi totali (il 28%), di cessazione della produzione di energia elettrica da carbone con un obiettivo di accelerazione al 2025, da realizzare tramite un puntuale piano di interventi infrastrutturali. In questo processo il GSE è e sarà in prima fila con le istituzioni. Ha collaborato alla stesura della SEN e sta lavorando insieme al Ministero dello Sviluppo Economico e al Ministero dell'Ambiente

NOTE

¹ Titolo documento conclusivo del Summit Rio+20, Rio de Janeiro, Brasile, 20-22 Giugno 2012.

² Sono 17, più 169 sotto-obiettivi, gli obiettivi di sviluppo sostenibile (SDGs) adottati il 25 settembre 2015 dall'Assemblea Generale delle Nazioni Unite, che dovranno essere raggiunti da tutti i paesi del mondo entro il 2030.

per la preparazione del Piano nazionale integrato per l'energia e il clima che dovrà essere presentato alla Commissione in vista degli obiettivi al 2030 in via di definizione su rinnovabili, efficienza e riduzione delle emissioni di gas serra.

Terzo gruppo italiano per fatturato, il ruolo del GSE, quale protagonista dello sviluppo sostenibile in Italia, si esplica in molti modi. Dall'operatività quotidiana per l'articolata gestione degli oltre 20 meccanismi di incentivazione delle energie rinnovabili e dell'efficienza energetica, seguiti in tutte le fasi (qualifica, contrattualizzazione, trading, amministrazione e verifiche), al collocamento, nell'ambito del sistema ETS, sulla piattaforma d'asta comune di circa 95 milioni di quote di emissione 2017, con un ricavo totale destinato al bilancio dello Stato di 550 milioni di euro.

Oggi, l'impegno del GSE si arricchisce ancora di molteplici sfide e prospettive: accanto all'incentivazione della produzione di energia da fonti rinnovabili e dell'efficienza energetica, deve assistere il paese nel raggiungimento di tali obiettivi, mediante una serie di iniziative a sostegno della diffusione della cultura dello sviluppo sostenibile, intesa come unica scelta consapevole possibile. Tale impegno, oltre che nella citata operatività quotidiana, si concretizza in specifici progetti che hanno segnato un solco indelebile nel percorso dello sviluppo sostenibile.

Ne vengono citati alcuni.

Il progetto "*Sostenibilità (in)Comune*" che accompagna i Comuni italiani virtuosi nel proprio percorso di sostenibilità, con l'obiettivo di creare un modello di Comune Sostenibile da diffondere nel nostro Paese. All'interno del progetto, il GSE ha già messo a disposizione di oltre 800 comuni italiani la propria esperienza maturata nel campo della gestione dell'efficienza energetica per indirizzare gli investimenti degli enti locali verso una crescita ecocompatibile.

Con orgoglio, il progetto ha incontrato il favore delle più alte cariche dello Stato, come il Presidente del Consiglio Paolo Gentiloni che ha partecipato alla cerimonia di inaugurazione a Pesaro della nuova scuola "nZEB" Lamarmora a energia quasi zero, posando la prima pietra.

Il progetto PV EAST- "*Photovoltaic - Easy - Attractive - Social - Timely*" che inaugura un nuovo approccio cognitivo e comportamentale con gli operatori nel settore del fotovoltaico, per indurli mediante la cd. "spinta gentile" a porre in essere autonomamente delle azioni che possono aumentare la producibilità degli impianti, come una corretta manutenzione.

Il progetto ha registrato un incremento della produzione da parte degli impianti destinatari della spinta, allineandone la produzione agli impianti con la migliore performance.

Il risultato: la famiglie hanno valorizzato a pieno l'investimento fatto e l'ambiente si è assicurato più energia pulita.

Il progetto didattico "*GSE incontra le scuole*" grazie al quale sono stati formati oltre 3800 studenti, nelle più di 7000 ore di lezione svolte, sulle tematiche legate alla sostenibilità ambientale e all'efficienza energetica, affrontando insieme ai ragazzi e agli insegnanti i temi del consumo energetico consapevole, della lotta ai cambiamenti climatici, e in generale dello sviluppo sostenibile.

Nel 2017, il progetto si è avvalso anche della collaborazione con il consorzio Agrorinasce, l'Agenzia per l'innovazione, lo sviluppo e la sicurezza del territorio, attiva nei territori confiscati alla camorra, per diffondere la cultura della legalità anche attraverso i valori della sostenibilità ambientale.

Nel medesimo ambito, si colloca il programma "*Alternanza Scuola Lavoro*" previsto dalla Buona Scuola, realizzato dal GSE con i ragazzi del terzo e quarto anno del Liceo Scientifico di Amatrice. Il GSE ha voluto contribuire, mediante il percorso formativo, a trasformare un momento di difficoltà in un'occasione di crescita, incentrata sui temi della sostenibilità, a beneficio del territorio terremotato e del futuro degli studenti, grazie all'orientamento allo studio e al lavoro nel settore della green economy. Nel corso del 2017, altri progetti sono stati realizzati con l'ITIS Fermi di Lecce e l'ITIS Armellini di Roma, con il coinvolgimento di circa 300 studenti e, sicuramente, il 2018 vedrà impegnata l'azienda in altri istituti scolastici. La formazione dei giovani sui temi inerenti l'energia pulita e la tutela delle risorse è un pilastro fondamentale sul quale costruire una nuova cultura della sostenibilità perché saranno proprio i giovani ad essere chiamati a tutelare l'ambiente che riceveranno in eredità.

Nel prendere in carico gli obiettivi di propria competenza stabiliti dalla Strategia Energetica Nazionale, il GSE ha anche recentemente attivato alcune Task Forces finalizzate, tra l'altro, a favorire lo sviluppo del settore fotovoltaico, individuando aree idonee alla costruzione di nuovi impianti utility scale, semplificando gli iter autorizzativi, assicurando la crescita dell'autoconsumo e garantendo l'implementazione di nuove forme contrattuali, tra cui i Power Purchase Agreement - PPA.

Contestualmente, il GSE ha lanciato il Progetto "*Performance Grandi Impianti*" che si pone l'ambizioso obiettivo di mantenere alto il livello di efficienza del parco nazionale di produzione fotovoltaica, supportando gli operatori nell'adozione di adeguati modelli gestionali che possano divenire best practice utili anche ad altri interlocutori di rilievo strategico.

Le Task Forces hanno anche sviluppato progetti ad hoc volti a favorire il ruolo esemplare della Pubblica Amministrazione nel settore dell'efficienza energetica e della sostenibilità, prevedendo il rilascio di una "Carta di Sostenibilità" per gli enti locali.

Il GSE sente quindi forte la responsabilità di porsi accanto a tutti quei soggetti, pubblici e privati, che intendono partecipare con entusiasmo, trasparenza e serietà al processo di sviluppo sostenibile che il nostro Paese sta vivendo.

A fronte di questo impegno in favore delle realtà locali, dei produttori, delle famiglie e dei giovani, il GSE ha pesato solo per lo 0,5% dei valori gestiti sulla collettività, una percentuale decisamente poco significativa a fronte dei 14,2 miliardi gestiti per l'incentivazione e il ritiro dell'energia rinnovabile. Valori che contribuiscono per l'1% al Prodotto interno lordo italiano, confermando la centralità del settore dello sviluppo sostenibile nel panorama nazionale, anche in termini produttivi.

Il rapporto con gli operatori è tutt'oggi affidato a strumenti di partenariato pubblico privato che vedono una gestione sinallagmatica e paritaria del rapporto, ormai non più basato sul principio di supremazia dell'Amministrazione, ma caratterizzato da un riequilibrio dialettico e partecipativo.

Il GSE saluta con favore la disposizione introdotta dalla Legge di bilancio 2018 che, alla luce dei principi di ragionevolezza e di proporzionalità, consente all'amministrazione di modulare l'esercizio del proprio potere sanzionatorio nell'accertamento di violazioni dell'ordinamento giuridico. In particolare, la possibilità di decurtare l'incentivo in relazione alla gravità della violazione riscontrata, in luogo dell'applicazione della sanzione della decadenza totale dalla tariffa, permette al GSE di evitare di penalizzare con la medesima misura operatori che hanno commesso violazioni di entità differente e salvaguardare così tutte quelle iniziative economiche che concorrono alla produzione di energia da fonti rinnovabili nel territorio nazionale.

Ci aspettiamo ulteriori interventi legislativi che stimolino i rapporti operativi tra la Pubblica Amministrazione e gli operatori, ad esempio deflattivi del contenzioso, che ancora oggi caratterizza in modo significativo le attività del GSE. Si pensa a istituti e soluzioni implementate con successo in altri settori dell'ordinamento come il ravvedimento operoso, l'accertamento con adesione, le procedure di conciliazione e le dichiarazioni integrative.

Le generazioni attuali sono verosimilmente le prime che possono, a causa della loro inazione, modificare gli equilibri tra uomo e ambiente e altrettanto verosimilmente le ultime che possono far qualcosa contro il cambiamento climatico in atto.

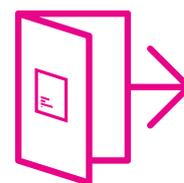
Abbracciare con convinzione ed entusiasmo lo sviluppo sostenibile conduce a un futuro "meraviglioso": per come taluni affermano la interpretasse Aristotele, la meraviglia può generare anche dubbio e stordimento, ma è la scintilla che genera la conoscenza e quindi il progresso.

L'energia è da sempre fattore centrale nel progresso dell'umanità, sin dai tempi della mitologia greca, con Prometeo che ruba a Zeus il fuoco per donarlo agli uomini, per permettere loro autonomia e progresso.

Conseguire quel futuro meraviglioso gestendo consapevolmente l'energia è un passo sia necessario sia foriero di una vita migliore sulla terra.

Il Presidente e Amministratore Delegato
FRANCESCO SPERANDINI

SOMMARIO



IL CONTESTO

CAPITOLO 1 16

IL CONTESTO NAZIONALE E INTERNAZIONALE

- 1.1** IL QUADRO INTERNAZIONALE PER LA LOTTA AI CAMBIAMENTI CLIMATICI 16
- 1.2** GLI OBIETTIVI ENERGETICI EUROPEI: STATO DI ATTUAZIONE E NUOVI TRAGUARDI 20
- 1.3** LA SEN 2017 E LE NOVITÀ NORMATIVE IN AMBITO NAZIONALE 27

ELETTRICITÀ

CAPITOLO 2 34

INCENTIVAZIONE E RITIRO DELL'ENERGIA ELETTRICA

- 2.1** GLI INCENTIVI DEL D.M. 23 GIUGNO 2016 38
- 2.2** GLI INCENTIVI DEL D.M. 6 LUGLIO 2012 46
- 2.3** CERTIFICATI VERDI, TARIFFE EX-CV E TARIFFE ONNICOMPRESIVE 52
- 2.4** IL CIP6/92 65
- 2.5** IL CONTATORE DELLE FONTI RINNOVABILI ELETTRICHE DIVERSE DAL FOTOVOLTAICO 68
- 2.6** IL CONTO ENERGIA 71
- 2.7** I SISTEMI SEMPLICI DI PRODUZIONE E CONSUMO 80
- 2.8** INTEGRAZIONE DEI SISTEMI DI ACCUMULO NEL SISTEMA ELETTRICO NAZIONALE 83
- 2.9** SERVIZI DI RITIRO DELL'ENERGIA 85
- 2.10** LA GESTIONE DELLE MISURE DELL'ENERGIA ELETTRICA 92
- 2.11** CAMBI DI TITOLARITÀ 94

CAPITOLO 3 96

PREVISIONE E VENDITA DELL'ENERGIA ELETTRICA

- 3.1** PARTECIPAZIONE AL MERCATO ELETTRICO 96
- 3.2** ATTIVITÀ CORRELATE ALLA PARTECIPAZIONE AL MERCATO ELETTRICO 97
- 3.3** I MERCATI ELETTRICI IN CUI OPERA IL GSE 97
- 3.4** RICAVI DERIVANTI DALLA VENDITA DELL'ENERGIA SUL MERCATO 98
- 3.5** GLI ONERI DI SBILANCIAMENTO 99
- 3.6** SERVIZI DI SUPPORTO PER L'ACQUISTO DI ENERGIA ELETTRICA SUL MERCATO 100
- 3.7** PREVISIONE DELL'ENERGIA DA COLLOCARE SUI MERCATI 101
- 3.8** PERFORMANCE OTTENUTA DALL'ATTIVITÀ DI PREVISIONE E VENDITA SUI MERCATI DELL'ENERGIA 103
- 3.9** MANCATA PRODUZIONE EOLICA 104

CAPITOLO 4 106

ONERI DI INCENTIVAZIONE NEL SETTORE ELETTRICO

- 4.1** ONERI DI INCENTIVAZIONE NEL 2017 106
- 4.2** EVOLUZIONE DELLA COMPONENTE A3 110
- 4.3** SCENARI DI LUNGO TERMINE 110

CAPITOLO 5 112

CERTIFICAZIONE DEGLI IMPIANTI E DELL'ENERGIA

- 5.1** LA GARANZIA DI ORIGINE DA FONTI RINNOVABILI 112
- 5.2** LA FUEL MIX DISCLOSURE 114



EFFICIENZA

CAPITOLO 6 117

INCENTIVAZIONE DELL'EFFICIENZA ENERGETICA E DELLE RINNOVABILI TERMICHE

6.1	LA COGENERAZIONE	118
6.2	I CERTIFICATI BIANCHI	122
6.3	IL CONTO TERMICO	127
6.4	IL PROGRAMMA PREPAC	134

TRASPORTI

CAPITOLO 7 136

BIOCARBURANTI E BIOMETANO

7.1	IL SISTEMA DI IMMISSIONE IN CONSUMO DEI BIOCARBURANTI	136
7.2	L'INCENTIVAZIONE DEL BIOMETANO	145

EMISSIONI

CAPITOLO 8 148

EMISSIONI DI GAS SERRA

8.1	EMISSIONI DI GAS SERRA: IL RUOLO DEL GSE	148
8.2	COLLOCAMENTO ALL'ASTA DELLE QUOTE DI EMISSIONE ITALIANE DELL'EU-ETS	149
8.3	SEGRETERIA TECNICA DEL COMITATO ETS: I PICCOLI EMETTITORI	153

VERIFICHE

CAPITOLO 9 156

VERIFICHE, RECUPERO INCENTIVI, CONTENZIOSO

9.1	VERIFICHE E ISPEZIONI	156
9.2	IL PROCESSO DI RECUPERO INCENTIVI	163
9.3	CONTENZIOSO	166
9.4	ARBITRATI INTERNAZIONALI	171

COMUNICAZIONE

CAPITOLO 10 174

INFORMAZIONE E SUPPORTO AGLI UTENTI

10.1	LA COMUNICAZIONE	174
10.2	LA TRASPARENZA	175
10.3	IL CONTACT CENTER	176
10.4	GLI INCONTRI CON GLI OPERATORI E LE ASSOCIAZIONI DI CATEGORIA	178
10.5	LE SCIENZE COMPORTAMENTALI A SUPPORTO DEGLI UTENTI E DELLA COLLETTIVITÀ	178
10.6	I SISTEMI INFORMATIVI	179

MONITORAGGIO

CAPITOLO 11 184

MONITORAGGIO E SUPPORTO ISTITUZIONALE

11.1	PRODUZIONE STATISTICA E MONITORAGGIO DEGLI OBIETTIVI SULLE FONTI RINNOVABILI	184
11.2	STUDI E ANALISI NEL SETTORE ENERGETICO	193
11.3	PROMOZIONE DELLA SOSTENIBILITÀ	299
11.4	COLLABORAZIONI INTERNAZIONALI	201

IL RAPPORTO IN SINTESI

Il **Gestore dei Servizi Energetici** ricopre da anni un ruolo centrale nella promozione e nel monitoraggio dello sviluppo delle fonti rinnovabili e dell'efficienza energetica in Italia. Da questa posizione privilegiata ha modo di osservare e di contribuire a declinare i nuovi paradigmi dello **sviluppo sostenibile** che, nella sua accezione più vasta in linea con l'Agenda 2030 delle Nazioni Unite, abbraccia tutte le dimensioni della vita umana e del pianeta.

Il Rapporto del GSE, espressione del continuo impegno a fare **trasparenza**, rende disponibili in modo tempestivo dati e analisi sulle attività e sui volumi energetici ed economici gestiti dalla Società nel corso del 2017, fornendo a decisori pubblici, operatori privati e cittadini, informazioni utili a fotografare l'evoluzione del sistema energetico nazionale.

CONSUMI SODDISFATTI
MEDIANTE LE
ENERGIE
RINNOVABILI

17,6%

I meccanismi di promozione gestiti dal GSE si sono dimostrati efficaci nel corso degli anni: anche nel 2017, per il quarto anno consecutivo, l'Italia ha superato la soglia del 17% dei **consumi soddisfatti mediante le energie rinnovabili**, obiettivo assegnatoci dalla Direttiva 2009/28/CE per l'anno 2020. Le stime preliminari sul 2017 indicano un dato **intorno al 17,6%**, lievemente superiore al 17,4% del 2016.



Il tema degli obiettivi comunitari è stato centrale nel 2017. A novembre il Governo ha approvato la nuova **Strategia Energetica Nazionale** che definisce in anticipo, rispetto al pieno delinearsi del quadro comunitario, nuovi ambiziosi obiettivi: al 2030 riduzione dei consumi finali di 10 Mtep e 28% di consumi coperti da rinnovabili. La pubblicazione della SEN 2017 è il traguardo di un lungo percorso, iniziato a fine 2015, in cui il GSE è stato coinvolto sin dal primo momento, fornendo il proprio contributo su vari fronti: condivisione di scenari e dati di input, valutazioni su costi e benefici economici e occupazionali, analisi dei commenti inviati dai soggetti che hanno partecipato alla consultazione, fino alle ultime elaborazioni e alla progettazione della comunicazione della Strategia in collaborazione con il Mise. La pubblicazione della SEN, peraltro, è ben lungi dal segnare la fine di tale intenso impegno: i periodici aggiornamenti previsti della Strategia e soprattutto il grande lavoro che deve essere sin da subito svolto per la preparazione del **"Piano nazionale integrato per l'energia e il clima"** da presentare alla Commissione Europea nel quadro dei nuovi obiettivi comunitari al 2030, rendono necessaria una continuità delle attività in tale ambito su cui il GSE è già impegnato a supporto delle istituzioni.

14,7 MLD €

PER LA PROMOZIONE DELLA SOSTENIBILITÀ

Nel 2017 le attività del GSE hanno consentito di destinare alla **promozione della sostenibilità 14,7 miliardi di euro**, di cui **12,5 miliardi** per l'incentivazione dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili, **1,6 miliardi** ascrivibili all'efficienza energetica e alle rinnovabili termiche e **0,6 miliardi** relativi ai biocarburanti.

In particolare, i **costi** sostenuti dal GSE per l'incentivazione e il ritiro dell'energia elettrica si sono attestati sui **14,2 miliardi di euro** nel 2017, in calo rispetto ai 15,9 miliardi di euro del 2016 soprattutto per effetto dell'esaurirsi dell'attività di ritiro dei Certificati Verdi che nel 2016 pesò per circa 2 miliardi di euro. Tali costi sono in parte

33,9 TWh



VENDITA DELL'ENERGIA

compensati dai ricavi provenienti dalla vendita dell'energia ritirata: nel 2017 il GSE ha collocato sul **mercato 33,9 TWh**, in discesa rispetto ai 36,3 TWh del 2016 principalmente per la progressiva diminuzione dell'energia CIP6/92, realizzando un ricavo di circa **1,7 miliardi di euro** maggiore, degli 1,5 miliardi del 2016 data la crescita dei prezzi dell'energia nel 2017 rispetto al 2016. La differenza tra i costi e i ricavi ha determinato un **onere** e un fabbisogno economico della componente A3 per il 2017 pari a **12,5 miliardi di euro**, in calo rispetto ai 14,4 miliardi di euro del 2016.

In merito ai provvedimenti di incentivazione delle rinnovabili elettriche, grazie al **D.M. 23 giugno 2016** oltre 2.400 impianti di piccole dimensioni, principalmente minieolici, sono entrati in esercizio nel 2017 mediante accesso diretto. Complessivamente al 31 dicembre 2017 gli impianti entrati in esercizio risultano **2.990 (265 MW**, di cui 187 MW ad accesso diretto, 68 MW iscritti ai registri e 10 MW ad asta): per la maggior parte si tratta di eolici (79%), seguiti da idroelettrici (11%) e impianti a bioenergie (9%). L'energia incentivata nel 2017 risulta essere pari a **252 GWh**, per un costo di **48 milioni di euro**. Il D.M. 23 giugno 2016 deve ancora dispiegare buona parte dei suoi effetti: sono infatti 324 gli impianti a progetto in posizione utile nei registri o nelle aste (1.099 MW, di cui il 76% eolici) che possono ancora entrare in esercizio.

D.M. 23 GIUGNO 2016

2.400

IMPIANTI IN ACCESSO DIRETTO

A fine 2017, gli impianti in esercizio ai sensi del **D.M. 6 luglio 2012** sono **2.827**, pari a **1.712 MW** (con 250 MW entrati in esercizio nel 2017); si tratta anche in questo caso in buona parte di impianti eolici (1.661, 1.205 MW), seguiti dagli idroelettrici ad acqua fluente (617, 227 MW). L'energia incentivata nel 2017 è risultata pari a **4,4 TWh** (rispetto ai 3,2 dell'anno precedente) per un costo di **415 milioni di euro**. A fine 2017 risultano inoltre ancora 11 impianti a progetto in posizione utile nei registri o nelle aste (143 MW, di cui il 95% eolici).

D.M. 6 LUGLIO 2012

1.712 MW

Sono **4.541** gli impianti in esercizio qualificati **IAFR** a fine 2017: il 33% sono idroelettrici, il 30% a biogas e il 21% eolici, quest'ultimi prevalenti in termini di potenza (43%).

INCENTIVI
EX-CV

3,2

MLD €

A partire dal 2016, i **Certificati Verdi** sono stati convertiti in una nuova forma di incentivo: relativamente alle produzioni 2017, a fronte di una energia netta incentivata di **27,8 TWh**, risultano erogati dal GSE circa **3,2 miliardi di euro**. Nel 2017 il GSE ha altresì ritirato circa **1,4 milioni di Certificati Verdi** relativi a produzioni di anni precedenti, sostenendo un costo pari a poco più di **137 milioni di euro**.



Gli impianti che nel 2017 hanno avuto accesso alle **Tariffe Onnicomprensive** sono **2.867 (1.653 MW)**: il ritiro di circa **8,6 TWh** (il 69% da biogas) è costato quasi **2,3 miliardi di euro**.

TARIFFE
ONNICOMPRESIVE

8,6 TWh

Nel 2017 risultano **20** impianti che hanno beneficiato del **CIP6/92** (erano 31 l'anno precedente) per complessivi **830 MW** (66% da fonti assimilate); per essi il GSE nel 2017 ha sostenuto un costo di **762 milioni di euro**, ritirando **6,8 TWh** di energia (2,4 TWh in meno rispetto al 2016), di cui 5,1 TWh da fonti assimilate e 1,7 TWh da rinnovabili.

Nel corso dell'anno sono state rinnovate le modalità di presentazione sul sito web del GSE del **contatore FER-E**, che esprime, con aggiornamento mensile, il costo indicativo cumulato annuo degli incentivi riconosciuti agli impianti alimentati da fonti rinnovabili diversi da quelli fotovoltaici; nella nuova veste grafica sono disponibili rappresentazioni interattive e scenari evolutivi. Lo scenario di medio termine, che tiene conto degli impianti in scadenza e di quelli che entreranno in esercizio, nonché dell'evoluzione attesa del prezzo dell'energia, è utilizzato per calcolare il costo indicativo medio del triennio successivo, da confrontarsi con il tetto di 5,8 miliardi di euro: a fine 2017 tale valore si è attestato intorno a **5.240 milioni di euro**.

CONTO
ENERGIA



6,4 MLD €

Per quanto riguarda il fotovoltaico, nel corso del 2017 è stata gestita l'erogazione degli incentivi ai **549.114** impianti (**17.502 MW**) ammessi ai diversi **Conti Energia**: l'incentivazione dei 22,1 TWh di energia prodotti ha comportato un costo di **6,4 miliardi di euro**, con un aumento di circa 400 mln€ rispetto al 2016, principalmente per effetto di migliori condizioni di irraggiamento.

Per quanto riguarda i **Sistemi Semplici di Produzione e Consumo**, al 31 dicembre 2017 risultano complessivamente pervenute al GSE oltre **22.500** richieste di qualifica SEU e SEESEU, per una potenza totale di circa **9 GW**; le qualifiche riconosciute sono più di 17.000, di cui 6.658 rilasciate nel 2017. Entro la fine del 2017 sono anche pervenute **1.445** comunicazioni di avvenuta installazione di **sistemi di accumulo** di energia (942 nel solo 2017), con prevalenza di tecnologia al litio, installati su impianti fotovoltaici, quasi tutti di piccola dimensione.

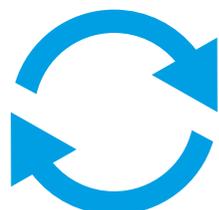
Nel corso del 2017 hanno beneficiato del regime di **Ritiro Dedicato** **50.587** impianti, per una potenza di **9.908 MW**, di cui l'82% fotovoltaici e il 6% idroelettrici; l'energia ritirata è stata pari a **12 TWh** (1,2 TWh in meno rispetto al 2016), per un controvalore di **620 milioni di euro**.

Nel 2017 il GSE ha gestito **608.607** convenzioni per lo **Scambio sul Posto** (**5.175 MW**, quasi tutti fotovoltaici), cui sono corrisposti oltre **2 TWh** di energia scambiata, per un costo di **313 milioni di euro**. Rispetto all'anno precedente, il numero delle convenzioni gestite è aumentato di 42.186 unità, circa 309 MW.

+42.186

UNITÀ

SCAMBIO SUL
POSTO



12
TWh



RITIRO DEDICATO

Sempre con riferimento al settore elettrico, oltre alla gestione dei meccanismi di incentivazione e di ritiro dell'energia, il GSE è attivo anche nello svolgimento di altri servizi, quali ad esempio il calcolo della **Mancata Produzione Eolica (318 GWh nel 2017)**, 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 2017 sono state emesse oltre **41 milioni di GO**).

A fine 2017, con l'intento di promuovere la massimizzazione della produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile e favorire il prolungamento della vita utile degli impianti, sono state pubblicate le **"Procedure operative per la gestione in esercizio degli impianti** di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili ammessi agli incentivi".



Sul fronte dell'efficienza energetica, nel corso del 2017, per 1.676 unità di produzione sono state presentate 1.722 richieste per il riconoscimento della **Cogenerazione ad Alto Rendimento**, con un incremento dell'11% rispetto al 2016.

La maggior parte delle richieste sono state presentate per il solo riconoscimento CAR o funzionalmente all'accesso al regime dei Certificati Bianchi, mentre un numero più esiguo è riferito ad impianti abbinati al teleriscaldamento aventi accesso al regime dei Certificati Verdi.

In riferimento al meccanismo dei **Certificati Bianchi**, sono giunte nel 2017 **5.695** richieste, a fronte delle quali il GSE ha riconosciuto circa **5,8 milioni di Titoli di Efficienza Energetica**, corrispondenti a un risparmio di energia primaria di **1,9 Mtep**, il 62% relativamente ad interventi in ambito industriale e il 31% in ambito civile. Il 2017 ha fatto registrare un incremento del 5% dei titoli e dei risparmi riconosciuti rispetto al 2016.

Per quanto riguarda la promozione delle rinnovabili termiche e dell'efficienza energetica mediante il **Conto Termico**, nel 2017 sono pervenute **43.227 richieste** (pari al 130% di tutto ciò che è pervenuto negli anni 2013-2016), corrispondenti a circa **183 milioni di euro** di incentivi richiesti, di cui 121 milioni di euro in accesso diretto e 62 milioni di euro relativi a interventi di efficienza energetica prenotati dalla Pubblica Amministrazione.



Nel 2017 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 2017 sono state presentate **83** proposte, per una spesa totale pari a circa **84 milioni di euro**.

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 2017 sono stati rilasciati oltre **1,8 milioni di Certificati di Immissione in Consumo (CIC)** relativi ai biocarburanti immessi nel 2016 (dei quali l'89% costituito da biodiesel), con un trend in ascesa rispetto al 2016 (1,6 milioni di CIC).



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 circa **95 milioni di quote di emissione** 2017, con un ricavo totale destinato al bilancio dello Stato di **550 milioni di euro**, registrando un incremento rispetto al 2016 di oltre 138 milioni di euro.

550 MILIONI DI EURO DI RICAVO



EMISSIONS TRADING

Il GSE dedica il massimo impegno nell'attività di **controllo**, sia documentale sia mediante sopralluoghi, che si avvale anche della preziosa collaborazione con la Guardia di Finanza, 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 2017 sono stati condotti **5.260** accertamenti (il 37% mediante sopralluoghi e il 63% documentali), con un incremento del 19% rispetto all'anno 2016 in termini di numero di verifiche effettuate.

5.260 ACCERTAMENTI



ATTIVITÀ DI CONTROLLO

A fronte delle istruttorie concluse nell'anno (5.104), il **54,7%** (2.790) ha avuto esito negativo, a testimonianza di un'azione sempre più mirata del GSE nell'effettuare controlli ove vi è un'alta probabilità di riscontare violazioni.

Sul fronte della produzione statistica ufficiale il 2017 è stato un anno importante in quanto da novembre 2017 il GSE, già membro da anni del Sistema Statistico Nazionale (Sistan), è stato incluso nella lista ristretta delle autorità statistiche italiane che, oltre all'Istat, possiedono le caratteristiche e i requisiti necessari per far parte del **Sistema Statistico Europeo**. La produzione statistica ufficiale del GSE si è arricchita di nuovi lavori; i temi presidiati sono molteplici: 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 collaborare con Istat per il monitoraggio degli **Obiettivi di Sviluppo Sostenibile** (SDGs) e per lo sviluppo di indicatori di sostenibilità a livello locale.



Tra gli **studi** condotti nel 2017 molti sono i temi approfonditi e i documenti pubblicati: le analisi su costi, prestazioni e redditività degli impianti a energie rinnovabili, il punto sull'eolico, il monitoraggio delle ricadute economiche e occupazionali connesse alla diffusione delle rinnovabili e dell'efficienza energetica, il valore dell'energia rinnovabile sul mercato elettrico, l'analisi comparata della regolazione energetica a livello regionale e delle politiche sulle rinnovabili dei Paesi europei, l'evoluzione della spesa energetica delle famiglie e delle risorse impegnate per la promozione delle fonti rinnovabili e dell'efficienza energetica.

Anche nel 2017 il GSE ha presenziato a numerosi dibattiti europei e gruppi di lavoro **internazionali** sulle politiche in materia di energia e clima. In tale contesto il GSE ha fornito il proprio 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 Commissione Europea (Concerted Action on the Renewable Energy Sources Directive). Il GSE inoltre, ha continuato a rappresentare l'Italia in progetti e gruppi di lavoro coordinati da organizzazioni internazionali (**IEA, IRENA**) e ha supportato il Ministero dello Sviluppo Economico in iniziative intergovernative, tra le quali, ad esempio, il **G7** 2017 sotto la presidenza italiana, nel cui ambito è stato dato avvio ad un importante progetto sovranazionale di monitoraggio delle ricadute economiche ed occupazionali dello sviluppo sostenibile in cui è stata coinvolta anche l'Organizzazione Internazionale del Lavoro (ILO) oltre a varie altre istituzioni di primo piano.

Consapevole del ruolo cruciale delle città, il GSE ha messo a disposizione di oltre 800 comuni italiani, attraverso la "comunicazione con il territorio", la propria competenza nel campo dell'efficienza energetica, per indirizzare gli investimenti degli enti locali verso una crescita ecocompatibile. Inoltre, con l'avvio del progetto "**Sostenibilità in Comune**" si è inteso iniziare un percorso di accompagnamento dei comuni italiani nel proprio percorso di sostenibilità: Pesaro, Todi, i Comuni del Valdarno, Ferrara e Gabicce Mare sono stati i primi Comuni ad aver aderito nel corso del 2017 al progetto che ha ottenuto il patrocinio della Presidenza del Consiglio dei Ministri.



Un'altra iniziativa posta in essere dal GSE nel 2017 riguarda l'applicazione delle scienze comportamentali al settore energetico. L'invio di comunicazioni opportunamente progettate, secondo la logica della "spinta gentile", ai titolari di piccoli impianti fotovoltaici con performance moderate ha generato un incremento medio di produzione, frutto di comportamenti appropriati, indotti dalle comunicazioni del GSE, inerenti la manutenzione degli impianti (Progetto **PV East**).

Su tutto, il GSE cura una costante attività di **dialogo, informazione e formazione**, come peraltro previsto dal D.Lgs. n. 28/11 che gli ha affidato un ruolo preminente a tale scopo.

Nel 2017 il GSE ha svolto **20** incontri con le **associazioni di categoria** interessate ad approfondire e condividere tematiche di interesse generale e coinvolte anche in alcuni momenti di consultazione. Il **Contact Center** nel 2017 ha avuto circa **591 mila contatti**, con richieste di informazione su vari ambiti e in primis in merito alla gestione dei differenti meccanismi incentivanti.



CONTACT CENTER

591

MILA CONTATTI

Sul fronte della formazione, con il progetto didattico "**GSE incontra le scuole**", nelle più di 7.000 ore di lezione svolte, sono stati coinvolti oltre **3.800 studenti** sui temi e i valori della sostenibilità ambientale, attraverso cui è stato possibile anche contribuire a diffondere la cultura della legalità.

GSE INCONTRA LE SCUOLE

3.800 STUDENTI

Molti sono dunque gli strumenti con cui il GSE cura la comunicazione, tra cui incontri con operatori, contact center, formazione, partecipazione a convegni e fiere, canali social e naturalmente il **sito web**, profondamente rinnovato nell'approccio, nella grafica e nei contenuti a fine 2017: ancora un passo dell'azienda verso il cambiamento, indispensabile per seguire la costante evoluzione del settore energetico e contribuire allo sviluppo sostenibile del nostro Paese.



NUOVO SITO
GSE



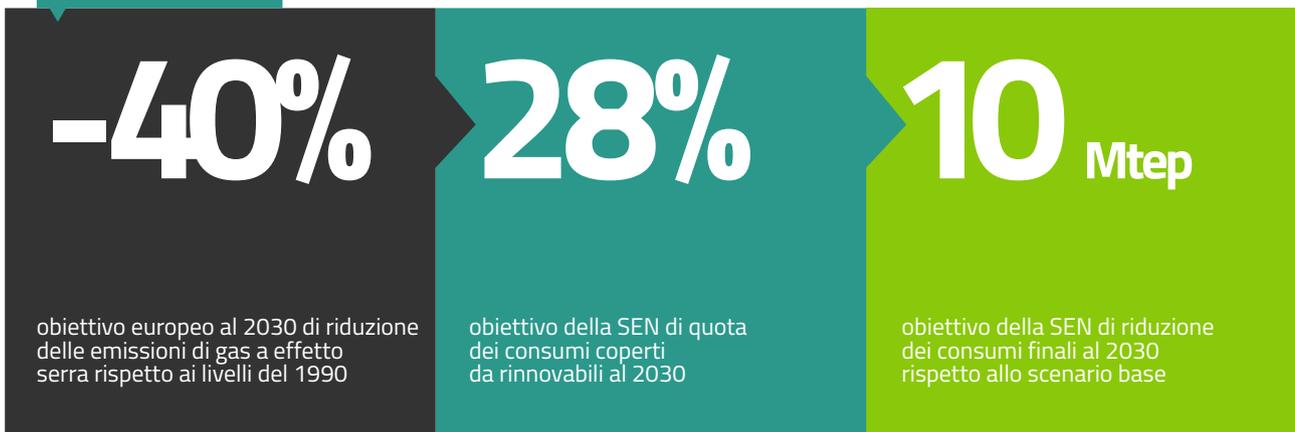


IL CONTESTO ENERGETICO

RAPPORTO
DELLE ATTIVITÀ
2017

IL CONTESTO NAZIONALE E INTERNAZIONALE

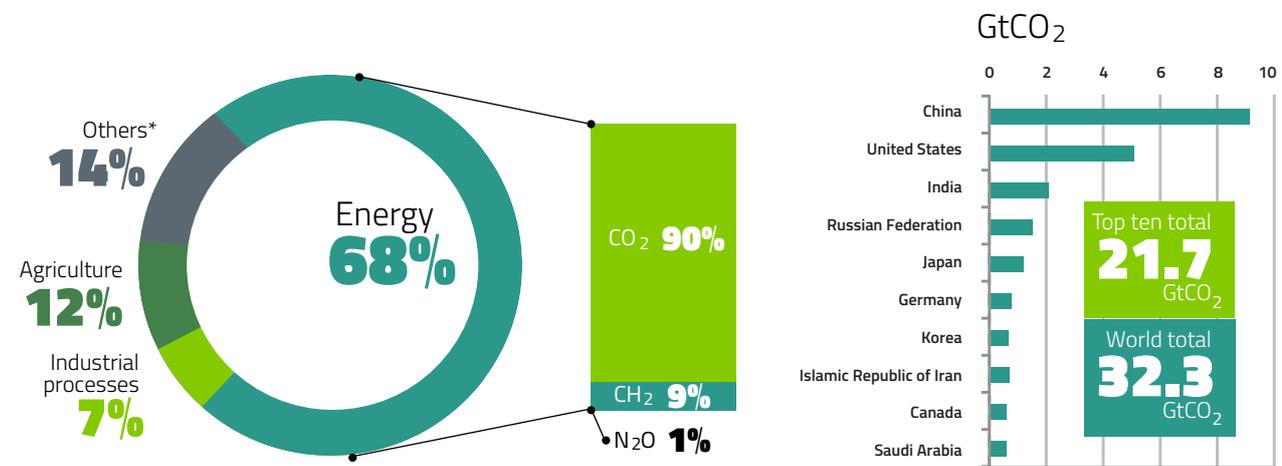
CAPITOLO 1



1.1 IL QUADRO INTERNAZIONALE PER LA LOTTA AI CAMBIAMENTI CLIMATICI

A livello mondiale, il settore energia, responsabile per oltre i due terzi delle emissioni di gas a effetto serra globali e per l'80% delle emissioni di CO₂, ha registrato nel 2016 livelli emissivi inalterati ai due anni precedenti (32 GtCO₂)¹. Tale settore ha un peso pressoché analogo rispetto a quello di ciascuno dei primi dieci emettitori mondiali, tra i quali spiccano Cina (28%), Stati Uniti (15%) e Unione Europea (8%), che complessivamente, producono la metà delle emissioni globali. Dei primi dieci emettitori, cinque sono "Economie emergenti".

FIGURA 1 - Contributo emissivo del settore energia (2014) e primi 10 emettitori globali (2015)



Fonte: CO₂ EMISSIONS FROM FUEL COMBUSTION Highlights (2017 edition).

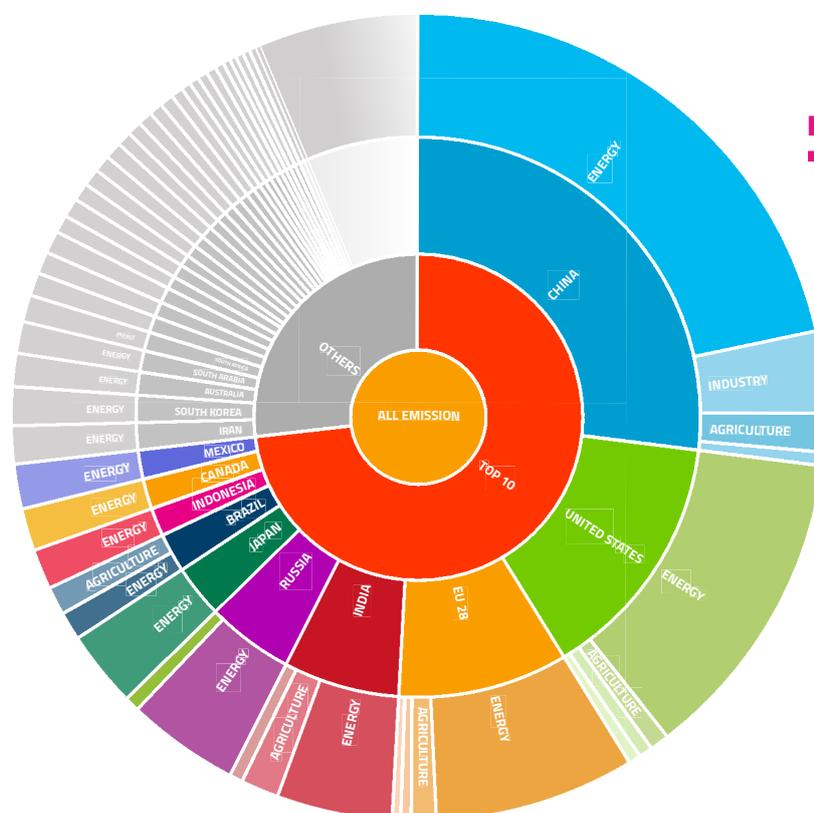


FIGURA 2

Primi dieci emettitori mondiali: il ruolo dell'energia

Fonte: Grafica a cura di Johannes Friedrich basato sullo studio di Duncan Clark, Kiln, Mike Bostock e Jason Davies e con il contributo di Jamie Cotta. World Resources Institute. I dati emissivi escludono le emissioni del settore LULUCF e i c.d. bunker fuels.

Tratto da
<http://www.wri.org/blog/2017/04/interactive-chart-explains-worlds-top-10-emitters-and-how-theyve-changed>

La maggior parte dei grandi emettitori ha ridotto le emissioni nel 2016, in particolar modo gli Stati Uniti (-2%) in cui un ruolo importante è stato rivestito dallo shale gas e dalle rinnovabili, che sono divenute sempre più competitive con le fonti tradizionali. Decrementi si sono verificati anche in Russia (-2.1%), Brasile (-6,1%) e Cina (-0,3%) mentre l'Europa è rimasta sostanzialmente stabile. Le emissioni sono, tuttavia, cresciute in India (+4,7%), in Indonesia (+6,4%) e in misura minore in: Malesia, Filippine, Turchia e Ucraina².

Complessivamente nel corso degli ultimi 40 anni, il quadro della geografia emissiva è cambiato: la responsabilità delle "nuove" emissioni globali si è spostata progressivamente dalle economie di storica industrializzazione a quelle emergenti.

NOTE

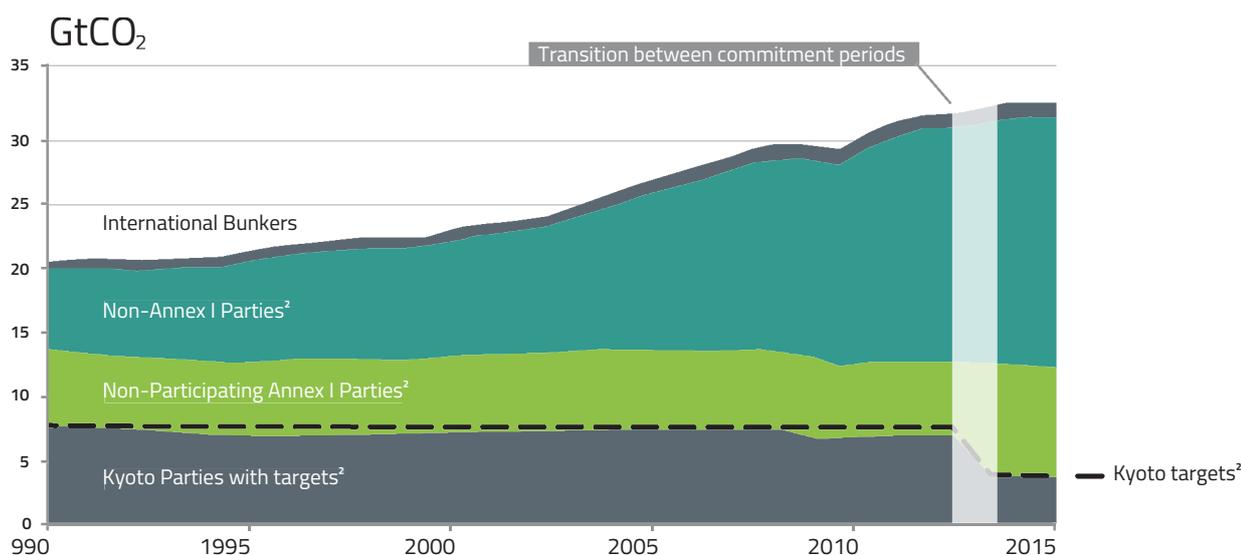
¹ IEA finds CO₂ emissions flat for third straight year even as global economy grew in 2016 <https://www.iea.org/newsroom/news/2017/march/iea-finds-co2-emissions-flat-for-third-straight-year-even-as-global-economy-grew.html> ² Olivier J.G.J. et al. (2017), Trends in global CO₂ and total greenhouse gas emissions: 2017 report. PBL Netherlands Environmental Assessment Agency, The Hague.

FIGURA 3 - Evoluzione delle emissioni globali di CO₂ per area: 1973-2012



Fonte: politico.eu, dati fonte IEA.

FIGURA 4 - Peso emissivo dei paesi di storica industrializzazione con obiettivi Kyoto



Fonte: IEA, CO₂ emissions from fossil fuel combustion, 2017 highlights.

Dal 1990 il peso emissivo dei paesi di storica industrializzazione (c.d. Paesi Annex 1 del Protocollo di Kyoto), che all'epoca rappresentavano circa un terzo del volume emissivo totale, si è ridotto notevolmente fino a corrispondere nel 2016 a circa un sesto del totale. Di contro, le emissioni dei paesi privi di impegni nell'ambito del Protocollo di Kyoto (Paesi Non-Annex 1), che costituivano circa un terzo delle emissioni globali nel 1990, sono aumentate fino a coprire i due terzi del totale. In sintesi, i paesi con impegni nel secondo periodo d'obbligo (2013-2020) del Protocollo di Kyoto pesano per meno del 13% delle emissioni globali di CO₂.

Ciononostante, l'Unione Europea ha puntato alla transizione verso un modello economico a basso contenuto di carbonio, in parte riconoscendo le proprie responsabilità storiche in termini di contributo ai cambiamenti climatici, ma anche nell'auspicio di cogliere i benefici che la low carbon economy offre in termini di sicurezza energetica e sostenibilità.

La Convenzione Quadro delle Nazioni Unite sui Cambiamenti Climatici (United Nations Framework Convention on Climate Change o UNFCCC) con il Protocollo di Kyoto ha fornito il principale impulso per il lancio nel 2007 del Pacchetto clima-energia con obiettivi sfidanti al 2020, rendendo la CO₂ uno strumento commerciabile e favorendo lo sviluppo di meccanismi di scambio di quote di emissione (Emissions Trading Scheme). L'Unione Europea ha assunto un ruolo di riferimento su scala mondiale nella lotta al riscaldamento globale, agendo sul lato dello stimolo alla domanda di tecnologie pulite e concentrando gli interventi su tre fronti: sviluppo delle fonti rinnovabili, incremento dell'efficienza energetica e innovazione nei processi industriali. Le politiche europee sono state enormemente di stimolo anche per le economie emergenti. Da un lato hanno aperto nuovi mercati e nuove possibilità di sviluppo industriale, in virtù delle generose politiche di incentivazione; dall'altro hanno offerto un modello di riferimento per politiche energetiche più sostenibili. Dal 2009 in poi, infatti, le principali economie mondiali hanno definito progressivamente propri obiettivi nazionali e proprie strategie di sviluppo di rinnovabili ed efficienza energetica, riconoscendone la centralità per contenere l'incremento delle proprie emissioni. Esempio in questo senso si è rivelata l'evoluzione delle politiche cinesi.

Ciò, unito all'avvento dello shale gas negli Stati Uniti (c.d. "svolta del gas"), ha consentito nel corso della ventunesima Conferenza delle Parti della Convenzione Quadro delle Nazioni Unite sui Cambiamenti Climatici (UNFCCC COP21), tenutasi a Parigi nel dicembre 2015, l'adozione di un nuovo accordo universale e legalmente vincolante per la lotta ai cambiamenti climatici.

L'Accordo di Parigi mira al contenimento dell'aumento della temperatura entro i 2°C (possibilmente 1,5°C) e al rafforzamento delle capacità di adattamento, attraverso l'attivazione di coerenti flussi finanziari. L'Accordo sostituisce all'approccio top-down del Protocollo di Kyoto un'impostazione di tipo bottom-up, riconoscendo l'imprescindibilità dell'azione e la responsabilità di tutti i paesi, incluse le economie emergenti, soprattutto in prospettiva, e assumendo come punto di partenza per il raggiungimento degli obiettivi il riconoscimento delle politiche nazionali già in essere.

L'Accordo di Parigi richiede a tutti i paesi un impegno a contribuire alla lotta ai cambiamenti climatici, secondo intensità crescenti nel tempo e in una prospettiva di lungo termine, attraverso piani di azione per il Clima e l'Energia (c.d. Nationally Determined Contributions-NDC), sia in termini di mitigazione delle mutazioni del clima sia in termini di adattamento ad esse. È stata resa esplicita la priorità di contenere la crisi climatica, puntando sulla transizione del sistema energetico globale dalle tecnologie fossili ad un mix di tecnologie più sostenibili, in cui assumono un ruolo di primo piano le rinnovabili nel settore elettrico.

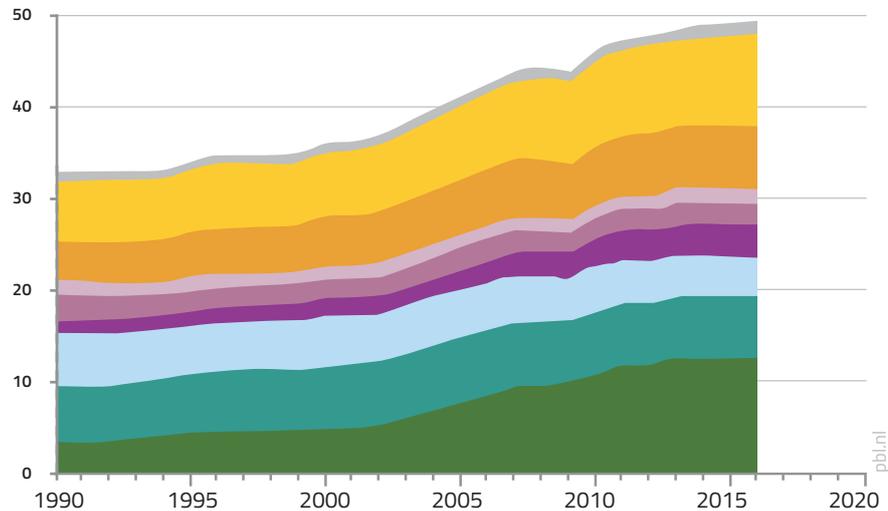
A Parigi è stato accettato, inoltre, il principio del monitoraggio e della reciproca valutazione periodica delle azioni (c.d. global stocktake) per favorire l'incremento progressivo del livello d'ambizione degli impegni, in vista della neutralità carbonica a fine secolo.

L'Accordo è entrato in vigore a valle del deposito dello strumento di ratifica europeo, il 4 novembre 2016. Ciò ha consentito, con un'inedita rapidità rispetto al passato, la convocazione immediata della prima sessione della relativa Conferenza delle Parti (Conference serving as the Meeting of the Parties-CMA 1), in concomitanza con la ventiduesima Conferenza delle Parti in seno alla Convenzione Quadro delle Nazioni Unite sui Cambiamenti Climatici (UNFCCC COP22).

La COP22, tenutasi a Marrakech nel novembre 2016, ha avviato il processo per rendere operativo l'Accordo di Parigi, attivando un percorso che si concluderà nel 2018 con la finalizzazione del rule book che fornirà tutte le regole per attivare meccanismi di collaborazione tra le parti dell'Accordo, monitorare i progressi verso l'obiettivo e comparare gli sforzi dei diversi paesi.

FIGURA 5 - Evoluzione emissioni globali di CO₂ per regioni da combustibili fossili e produzione cemento 1970-2016 (GtCO₂)

TREND



- 3 % International transport
- 20 % Other countries
- 14 % Other G20 countries
- 3 % Japan
- 5 % Russian Federation
- 7 % India
- 9 % European Union (EU28)
- 13 % United States
- 26 % China

Emissions do not include those from land use, land-use change and forestry and forest and peat fires (LULUCF)

Bron: EDGAR v4.3.2 (EC-JRC/PBL 2017)

Fonte: Olivier J.G.J. et al. (2017), Trends in global CO₂ and total greenhouse gas emissions: 2017 report. PBL Netherlands Environmental Assessment Agency, The Hague.

1.2 GLI OBIETTIVI ENERGETICI EUROPEI: STATO DI ATTUAZIONE E NUOVI TRAGUARDI

Nel 2017 il Consiglio e il Parlamento europeo hanno proseguito l'esame delle proposte legislative adottate dalla Commissione nel corso del 2016 per completare le iniziative di carattere normativo previste dalla strategia 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.

Il 21 dicembre 2017 i rappresentanti della presidenza estone del Consiglio UE e quelli del Parlamento europeo hanno raggiunto un accordo in merito al regolamento sulla condivisione degli sforzi (c.d. regolamento "effort sharing") proposto dalla Commissione nel luglio 2016, al fine di garantire la riduzione delle emissioni di gas a effetto serra 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 l'edilizia, l'agricoltura, la gestione dei rifiuti, i trasporti (tranne i trasporti aerei e marittimi). L'intesa 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 prodotto interno lordo (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.

La proposta di regolamento "effort sharing" contiene anche disposizioni sulla istituzione di una riserva di quote di emissioni di CO₂ equivalente come strumento di flessibilità.

L'accordo richiede l'avallo degli Stati membri: gli ambasciatori dell'UE dovrebbero esprimersi entro inizio 2018.

Il Parlamento e il Consiglio, inoltre, hanno proseguito nell'iter di approvazione delle norme contenute nel pacchetto legislativo "**Energia pulita per tutti gli europei**" ("Clean Energy for all Europeans"), adottato dalla Commissione il 30 novembre 2016. Il pacchetto di proposte normative ha 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.

Sul fronte dell'efficienza energetica, il 26 giugno 2017 il Consiglio Trasporti, Telecomunicazioni ed Energia si è espresso sulla proposta di revisione della **direttiva sull'efficienza energetica** formulata dalla Commissione. La proposta originaria dell'Esecutivo europeo prevedeva un target vincolante a livello di UE, pari a una riduzione dei consumi di energia primaria del 30% entro il 2030, rispetto allo scenario tendenziale PRIMES con anno base 2007. Non sono stabiliti obiettivi vincolanti a livello nazionale ma è previsto che gli Stati membri comunichino i rispettivi contributi indicativi per il 2030 nei piani nazionali integrati per l'energia e il clima previsti nella proposta di regolamento sulla governance. La Commissione valuterà tali contributi e se necessario indicherà misure supplementari. L'Esecutivo europeo propone, inoltre, di prorogare al 2030 gli obblighi di risparmio energetico stabiliti nella Direttiva 2012/27/UE, che impongono di realizzare risparmi negli usi finali almeno equivalenti all'1,5% del volume delle vendite medie annue di energia ai clienti finali, realizzate nel triennio 2016-2018. Gli Stati membri possono scegliere di realizzare i risparmi attraverso un regime obbligatorio di efficienza energetica, misure alternative o una combinazione dei due approcci.

Il Consiglio Trasporti, Telecomunicazioni ed Energia del 26 giugno 2017, si è allineato alla proposta della Commissione di un obiettivo complessivo a livello UE di riduzione dei consumi di energia primaria del 30% entro il 2030, convergendo dunque su un target più sfidante di quello concordato nel 2014, pari al 27%. Per quanto riguarda gli obiettivi di risparmio energetico negli usi finali, la posizione emersa dal Consiglio è, invece, meno ambiziosa di quella indicata dalla Commissione. Gli Stati membri propongono una riduzione annua dei consumi di energia negli usi finali almeno equivalente all'1,5% in volume delle vendite medie annue di energia ai clienti finali nel periodo 2021-2025 e, successivamente, una riduzione all'1% annuo per il periodo 2026-2030, a meno che nel corso della revisione intermedia prevista nel 2024 la Commissione giunga alla conclusione che l'UE rischia di mancare i suoi obiettivi. Le nuove misure volte a favorire l'efficienza energetica dovranno obbligatoriamente tenere conto delle situazioni di povertà energetica.

Sul fronte della promozione dell'**energia rinnovabile**, il 18 dicembre 2017 il Consiglio Trasporti, Telecomunicazioni ed Energia si è espresso sulla proposta della Commissione di rifusione della Direttiva 2009/28/CE. Il testo originariamente predisposto dalla Commissione nel novembre 2016 prevedeva:

- un obiettivo comunitario pari almeno al 27% di energia da fonti rinnovabili sui consumi finali lordi di energia al 2030, vincolante a livello UE, ma che non si traduce in obiettivi nazionali obbligatori. Gli Stati membri indicano il proprio contributo mediante i piani nazionali integrati per l'energia e il clima, impegnandosi, pena sanzioni, a non scendere al di sotto dei target obbligatori stabiliti per il 2020 dalla Direttiva 2009/28/CE;
- la possibilità di continuare ad adottare schemi di sostegno pubblico, basati sul mercato ed efficaci dal punto di vista dei costi, purché compatibili con le norme comunitarie in materia di aiuti di Stato;
- un'apertura graduale e parziale degli schemi di sostegno alla partecipazione transfrontaliera, obbligando gli Stati membri a riservare almeno il 10% della potenza incentivata nel periodo 2021-2025 e almeno il 15% di quella supportata nel periodo 2026-2030 a impianti installati in altri Paesi UE;
- l'aumento da parte di ogni Stato membro di almeno l'1% annuo della quota di energia da fonti rinnovabili fornita per il riscaldamento e il raffrescamento, nonché la diffusione del teleriscaldamento e del teleraffrescamento efficienti;

- l'obbligo, a partire dal 2021, in capo ai fornitori di carburanti, di immettere in consumo una quota minima di: biocarburanti provenienti dalle materie prime elencate nell'allegato IX parte A (cosiddetti avanzati), biocarburanti e biogas provenienti dalle materie prime elencate nell'allegato IX parte B (per esempio, oli alimentari esausti), carburanti rinnovabili da materie prime di origine non biologica, carburanti fossili da rifiuti, quota rinnovabile dell'elettricità consumata da veicoli stradali. Tale quota dovrà essere pari ad almeno l'1,5% nel 2021, fino a raggiungere il 6,8% nel 2030. Il contributo dei biocarburanti avanzati dovrà ammontare ad almeno lo 0,5% del totale immesso in consumo nel 2021 fino a raggiungere il 3,6% nel 2030;
- un vincolo per il calcolo del consumo finale lordo di energia da fonti rinnovabili: il contributo da biocarburanti e bioliquidi di prima generazione (ossia prodotti da colture alimentari e foraggere) non deve essere superiore al 7% del consumo finale di energia nel settore dei trasporti su strada e su rotaia; questo limite è ridotto al 3,8% nel 2030, secondo una prestabilita traiettoria graduale;
- il rafforzamento dei criteri di sostenibilità, mediante la loro estensione a tutti i tipi di bioenergie, anche utilizzate nei settori elettrico e termico, e nuovi criteri di sostenibilità per la biomassa forestale, basati sulla normativa vigente in materia di gestione forestale sostenibile e sull'adeguata contabilizzazione delle emissioni di gas a effetto serra derivanti dall'uso del suolo ("Land Use, Land-Use Change and Forestry" - LULUCF).

Gli Stati membri, durante il Consiglio Trasporti, Telecomunicazioni ed Energia del 18 dicembre 2017, hanno confermato l'impegno a raggiungere entro il 2030 l'obiettivo del 27% di energie rinnovabili rispetto al consumo totale di energia e a introdurre il quadro e gli strumenti adeguati per conseguire tale risultato. Come previsto nel testo della Commissione, si assicura che il sostegno all'energia elettrica da fonti rinnovabili sia concesso in esito a una procedura di gara aperta, trasparente, competitiva, non discriminatoria ed efficace sotto il profilo dei costi; tuttavia si possono sviluppare condizioni specifiche o prevedere esenzioni dalle procedure di gara competitive in particolare per gli impianti su scala ridotta e i progetti di dimostrazione. Gli Stati membri possono prendere in considerazione di limitare la concorrenza tra tecnologie sulla base dei seguenti obiettivi: sviluppare le reti e i sistemi, accrescere il potenziale a lungo termine di una particolare tecnologia, diversificare il mix energetico, evitare le distorsioni sui mercati delle materie prime e i costi di integrazione del sistema. I regimi di sostegno vanno concepiti in modo da integrare l'energia elettrica da fonti rinnovabili nel mercato dell'energia elettrica e garantire che i produttori di energia rinnovabile reagiscano ai segnali dei prezzi di mercato. Il sostegno, quindi, è concesso sotto forma di un premio, che può essere fisso o variabile. Cade, invece, l'obbligo di apertura dei regimi di sostegno nazionali ai produttori di energie rinnovabili di altri Paesi, che diviene una decisione discrezionale.

Per quanto riguarda il settore termico, ciascuno Stato membro si impegna ad aumentare la quota dei consumi per riscaldamento e raffrescamento coperta da energie rinnovabili di un punto percentuale (indicativo) partendo dal 2020 e poi come media annuale per i periodi 2021-2025 e 2026-2030. A tale obiettivo devono concorrere anche i sistemi di teleriscaldamento e teleraffrescamento.

Per quanto riguarda il settore dei trasporti, le proposte della Commissione sono state sostanzialmente modificate. Il Consiglio ha stabilito che ogni Stato membro fissi un obbligo per i fornitori di carburanti in modo da assicurare che la quota nazionale di energia da fonti rinnovabili nei consumi finali lordi del settore dei trasporti sia almeno il 14% entro il 2030. In tale quota totale, il contributo dei biocarburanti e biogas prodotti a partire dalle materie prime elencate nell'allegato IX, parte A (cosiddetti avanzati) deve essere pari all'1% nel 2025 e aumentare fino ad almeno il 3% entro il 2030; il contributo dell'energia elettrica da fonti rinnovabili deve essere calcolato come pari a 5 volte il suo contenuto energetico se fornita a veicoli stradali e come pari a 2 volte il suo contenuto energetico se fornita al trasporto ferroviario. Al fine di dimostrare il rispetto dell'obbligo, il contributo di biocarburanti e biogas prodotti dalle materie prime elencate nell'allegato IX può essere contabilizzato raddoppiandone il contenuto energetico (double counting). Un'ulteriore previsione riguarda la riduzione delle emissioni di gas a effetto serra derivante dall'uso di carburanti per autotrazione liquidi e gassosi da fonti rinnovabili di origine non biologica e combustibili da carbonio riciclato che deve essere almeno del 70% al 1° gennaio 2021.

Per il calcolo del consumo finale lordo di energia da fonti rinnovabili ciascuno Stato membro assicura che la quota di energia da biocarburanti e bioliquidi prodotti a partire da colture alimentari o foraggiere non superi il 7% dei consumi energetici nei trasporti stradali e ferroviari. Gli Stati membri possono fissare un limite inferiore e possono distinguere tra tipi di biocarburanti, bioliquidi e combustibili da biomassa ottenuti da colture alimentari o foraggiere, ad esempio fissando un limite più basso per il contributo dei biocarburanti ottenuti da colture oleaginose alimentari o foraggiere, tenendo conto dell'impatto del cambiamento indiretto di destinazione dei terreni. Qualora si decida di limitare il contributo da biocarburanti prodotti a partire da colture alimentari e foraggiere a una quota inferiore al 7%, si può di conseguenza ridurre l'obiettivo totale di fonti rinnovabili nei trasporti (l'obiettivo del 14%).

Il testo adottato dal Consiglio, inoltre, definisce i diritti e gli obblighi degli "autoconsumatori di energia rinnovabile" e introduce chiaramente le comunità produttrici/consumatrici di energia rinnovabile. L'obiettivo principale di tali comunità è fornire benefici ambientali, economici o sociali ai suoi membri o alle aree locali in cui opera.

Il Consiglio Trasporti, Telecomunicazioni ed Energia del 18 dicembre 2017, inoltre, si è espresso sulla proposta di **regolamento sulla governance** dell'Unione dell'Energia. La proposta, approvata dalla Commissione nel novembre 2016, si fonda su nuovi piani nazionali integrati clima-energia e su un più stretto coordinamento tra Stati membri e Commissione Europea imperniato su un dialogo politico e tecnico continuo.

La proposta originaria di regolamento definiva una serie di pilastri, tra cui:

- l'obbligo di elaborare entro il 1° gennaio 2019 piani clima-energia integrati, di durata decennale, per il periodo 2021-2030, inviando una prima bozza dei piani alla Commissione entro il 1° gennaio 2018;
- l'obbligo di elaborare progress report biennali per il monitoraggio dell'attuazione degli impegni assunti;
- l'obbligo di preparare strategie per la decarbonizzazione con prospettiva al 2050;
- il monitoraggio, la valutazione e le proposte di misure correttive a fronte degli sforzi nazionali;
- la predisposizione dei requisiti per la creazione dell'inventario europeo delle emissioni di gas serra, nonché delle politiche per la loro mitigazione;
- l'istituzione di registri nazionali e del registro europeo per rendicontare annualmente il sostegno fornito dagli Stati membri ai Paesi in via di sviluppo ("Internationally Transferred Mitigation Outcomes" - ITMO) come stabilito in base all'Accordo di Parigi;
- l'istituzione di un Comitato per l'Unione dell'Energia.

Il testo approvato dal Consiglio il 18 dicembre 2017 posticipa al 31 dicembre 2018 la presentazione della proposta dei piani nazionali clima-energia e al 31 dicembre 2019 la notifica definitiva dei piani. I piani devono essere poi aggiornati e trasmessi in bozza alla Commissione entro il 30 giugno 2023 e in versione definitiva entro il 30 giugno 2024.

È delineata una traiettoria indicativa che gli Stati membri devono seguire per far sì che l'UE consegua entro il 2030 l'obiettivo del 27% di energia da fonti rinnovabili a partire dall'obiettivo vincolante al 2020. Sono individuate delle tappe intermedie (2023, 2025, 2027), a ciascuna delle quali corrisponde una ben definita percentuale di raggiungimento dell'obiettivo al 2030. Tali percentuali sono pari a: nel 2023 il 24% di raggiungimento della differenza tra l'obiettivo al 2030 e quello al 2020; nel 2025 il 40% e nel 2027 il 60%.

Il processo iterativo che comporta un interscambio continuo tra gli Stati membri e la Commissione, costituisce la pietra angolare del processo di governance. Gli Stati membri presentano progetti di piani, piani definitivi e relazioni intermedie permettendo alla Commissione di esprimersi al riguardo. La Commissione monitora i progressi e valuta la necessità di formulare raccomandazioni che possono determinare l'adozione di misure supplementari a livello nazionale o di UE. Il cosiddetto "meccanismo destinato a colmare i divari" proposto dalla Commissione è mantenuto e rafforzato nel testo del Consiglio. La Commissione vi ricorgerà per individuare i Paesi che mostrano un gap tra le proprie ambizioni e gli sforzi che effettivamente potrebbero produrre; sulla base di tale analisi, l'Esecutivo europeo potrà formulare raccomandazioni non vincolanti volte a incrementare il contributo volontario dei singoli Stati per raggiungere

l'obiettivo a livello di UE. È compreso un elenco di criteri oggettivi per valutare il livello iniziale di ambizione nel contributo previsto per il 2030.

Il testo approvato dal Consiglio conferma per gli Stati membri l'obbligo a non scendere al di sotto del proprio obiettivo vincolante per il 2020: l'eventuale mancato rispetto di questa condizione in un dato anno comporterebbe l'obbligo di adottare misure supplementari entro un anno per colmare il divario.

Il 17 gennaio 2018, il Parlamento europeo ha votato, in sessione plenaria, gli emendamenti alle proposte della Commissione inerenti:

- la direttiva sull'efficienza energetica;
- la direttiva sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili;
- il regolamento sulla governance dell'Unione dell'energia.

Il Parlamento europeo si è dunque dato mandato a negoziare con i ministri UE nella fase cosiddetta del "trilogo". Le posizioni in questa fase iniziale del negoziato appaiono piuttosto distanti.

Per quanto riguarda l'**efficienza energetica**, il Parlamento europeo propone un obiettivo minimo vincolante del 35% per il 2030 e getta le basi per ulteriori miglioramenti dell'efficienza energetica dopo il 2030, in linea con gli obiettivi in materia di energia e clima a lungo termine dell'Unione per il 2050 e con l'Accordo di Parigi. Tale obiettivo sarà definito sulla base del consumo energetico previsto per il 2030 seguendo il modello PRIMES. Il Parlamento, inoltre, appoggia la Commissione nella proposta di prorogare al 2030 gli obblighi di risparmio energetico stabiliti nella Direttiva 2012/27/UE, che impongono agli Stati membri di realizzare risparmi negli usi finali almeno equivalenti all'1,5% in volume delle vendite medie annue di energia ai clienti finali, realizzate nel triennio 2016-2018. Il target dell'1,5% annuo è considerato un obiettivo minimo.

Anche sul fronte della promozione delle **fonti rinnovabili** le posizioni di Consiglio e Parlamento europeo restano distanti. I deputati, infatti, hanno affermato che nel 2030 la quota di energie rinnovabili deve essere pari al 35% dei consumi finali lordi di energia dell'UE. Se, sulla base della valutazione dei piani, la Commissione giunge alla conclusione che gli obiettivi degli Stati membri sono insufficienti per conseguire l'obiettivo dell'Unione, essi sono tenuti ad innalzare il proprio target, coerentemente ad una formula (annex la) che consente di determinare l'obiettivo di ciascuno Stato al 2030 sulla base dei seguenti fattori:

- l'obiettivo nazionale vincolante dello Stato membro per il 2020;
- un contributo forfettario, uguale per tutti, che tiene conto della differenza tra gli obiettivi dell'Unione per il 2030 e il 2020;
- un contributo basato sul PIL pro capite;
- un contributo basato sul potenziale valutato per ogni singolo Stato mediante uno degli scenari EUCO PRIMES;
- un contributo che riflette il livello di interconnessione.

Lo Stato che, a causa di circostanze eccezionali e debitamente motivate, non possa raggiungere il proprio obiettivo, può discostarsene al massimo del 10%, informandone la Commissione entro il 2025. Qualora ciò metta a repentaglio il conseguimento dell'obiettivo vincolante complessivo dell'Unione, la Commissione e gli Stati membri adottano misure correttive per colmare il divario.

Gli incentivi all'energia elettrica da fonti rinnovabili devono essere concessi in esito a procedure di gara aperte, trasparenti, competitive, non discriminatorie ed efficaci sotto il profilo dei costi. Gli Stati membri valutano almeno ogni quattro anni l'efficacia del sostegno e i suoi effetti distributivi sulle differenti categorie di consumatori, nonché sulla competitività industriale. Le valutazioni sono sottoposte alla Commissione. Entro il 2021 e successivamente ogni tre anni. La Commissione riferisce al Parlamento europeo e al Consiglio sui risultati, analizzando in particolare l'efficacia delle misure adottate in termini di riduzione dei costi, miglioramenti tecnologici, tassi di realizzazione e partecipazione non discriminatoria dei piccoli operatori e delle autorità locali.

Nel testo licenziato dal Parlamento europeo rimane in piedi l'obbligo, proposto dal testo della Commissione, di apertura dei regimi di sostegno nazionali ai produttori di energie rinnovabili di altri Stati, che può tuttavia essere limitato solo agli impianti ubicati in Paesi con i quali esiste una interconnessione diretta. Il sostegno agli impianti ubicati in altri Paesi deve essere pari almeno all'8% della capacità che beneficia di nuovi incentivi in ciascun anno tra il 2021 e il 2025 e almeno al 13% di tale capacità in ciascun anno tra il 2026 e il 2030; al di sopra di tali livelli minimi, gli Stati membri hanno il diritto di decidere in che misura sostenere l'energia da fonti rinnovabili prodotta in un altro Paese UE. Gli Stati membri possono chiedere alla Commissione di essere esentati da tali obblighi sulla base di una o più delle seguenti motivazioni:

- capacità di interconnessione insufficiente;
- risorse naturali insufficienti;
- effetti deleteri sulla sicurezza energetica o sul corretto funzionamento del mercato dell'energia.

Per quanto riguarda il riscaldamento e il raffrescamento, il testo approvato dal Parlamento propone che ciascuno Stato aumenti la quota di energia rinnovabile di almeno 2 punti percentuali ogni anno. Se uno Stato membro non è in grado di ottenere tale percentuale, lo comunica e trasmette alla Commissione la motivazione di tale mancata conformità.

Per quanto riguarda il settore trasporti, il testo approvato dal Parlamento europeo stabilisce che nel 2030 ogni Stato membro dovrà garantire che il 12% dell'energia consumata nei trasporti provenga da fonti rinnovabili. Per conseguire l'obiettivo dal 1° gennaio 2021 i fornitori di carburanti devono immettere in consumo una quota minima, rispetto al totale dell'energia fornita, di energia proveniente da: biocarburanti avanzati e altri biocarburanti e biogas prodotti a partire dalle materie prime di cui all'allegato IX, carburanti per autotrazione liquidi e gassosi da fonti rinnovabili di origine non biologica, carburanti da carbonio riciclato ed energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili. La quota minima è almeno pari all'1,5% nel 2021, con un aumento fino ad almeno il 10% nel 2030, seguendo una traiettoria prestabilita (allegato X, parte B). In tale quota, il contributo dei biocarburanti e biogas avanzati prodotti a partire dalle materie prime elencate nell'allegato IX, parte A, rappresenta almeno lo 0,5% dal 1° gennaio 2021, con un aumento fino ad almeno il 3,6% entro il 2030, seguendo una traiettoria prestabilita (allegato X, parte C). Il contributo dei biocarburanti e biogas prodotti a partire da materie prime di cui all'allegato IX, parte B, è limitato all'1,7% del contenuto energetico dei carburanti per autotrazione immessi in consumo. Il contributo dei carburanti forniti nel settore dell'aviazione e dei trasporti marittimi è ottenuto moltiplicando rispettivamente per 2 volte e per 1,2 volte il loro contenuto energetico, mentre il contributo dell'energia elettrica da fonti rinnovabili fornita ai veicoli su strada è ottenuto moltiplicando per 2,5 volte il loro contenuto energetico. Il contributo dei biocarburanti, se prodotti a partire da colture alimentari o foraggere (biocarburanti di prima generazione), non potrà superare il 2% all'interno dell'obiettivo complessivo del 12% di rinnovabili nei trasporti. Inoltre il contributo dei biocarburanti e dei bioliquidi di prima generazione dovrà essere limitato ai livelli del 2017 coprendo al massimo il 7% dei consumi per i trasporti stradali e ferroviari. Il contributo dei biocarburanti e dei bioliquidi ottenuti dall'olio di palma dovrà essere pari allo 0% a partire dal 2021.

Per promuovere la mobilità elettrica il testo licenziato dal Parlamento europeo prevede che, entro il 2022, il 90% delle stazioni di rifornimento lungo le strade delle reti transeuropee dovrà essere dotato di punti di ricarica ad alta potenza.

Il Parlamento europeo, inoltre, nella sessione plenaria del 17 gennaio 2018, ha votato gli emendamenti sulla proposta di **regolamento sulla governance** dell'Unione dell'Energia. Il testo approvato fissa al 30 giugno 2018 la presentazione da parte degli Stati membri della proposta di piano nazionale clima-energia, lasciando invariata la data del 1° gennaio 2019 per la notifica definitiva del piano. I piani devono essere aggiornati e trasmessi in bozza alla Commissione entro il 1° gennaio 2023. Gli obiettivi nazionali in materia di energia da fonti rinnovabili nel consumo finale lordo di energia nel 2030 devono essere perseguiti seguendo una traiettoria progressiva in grado di garantire una regolare diffusione dell'energia

rinnovabile a partire dal 2021. La traiettoria parte dalla quota di energia da fonti rinnovabili nel 2020 e prevede tre valori di riferimento: la media del periodo 2021-2022 deve essere pari al 20% dell'incremento necessario dal 2020 al 2030, la media del periodo 2023-2025 deve essere pari al 45% dell'incremento necessario e la media del periodo 2025-2027 deve essere pari al 70%.

Gli Stati membri, nel redigere i propri piani, dovranno tenere conto della povertà energetica e prevedere misure efficaci in grado di contrastarla. La Commissione valuta i piani nazionali integrati per l'energia e il clima e formula raccomandazioni ad adottare misure correttive qualora ritenga che i progressi compiuti siano insufficienti o che siano state adottate azioni inadeguate.

	OBIETTIVI 2020		OBIETTIVI 2030		
	UNIONE EUROPEA	ITALIA	UE SECONDO IL CONSIGLIO	UE SECONDO IL PARLAMENTO	ITALIA
EMISSIONI GAS SERRA					
Riduzione dei gas a effetto serra rispetto ai livelli del 2005 per tutti gli impianti vincolati dalla normativa ETS	-21%	(1)	-43%	-43%	(1)
Riduzione dei gas a effetto serra rispetto ai livelli del 2005 per i settori non ETS	-10%	-13% ⁽²⁾	-30%	-30%	-33% ⁽³⁾
Riduzione complessiva dei gas a effetto serra rispetto ai livelli del 1990	-20%		-40%	-40%	
EFFICIENZA ENERGETICA					
Riduzione dei consumi di energia primaria rispetto allo scenario tendenziale PRIMES 2007	-20%	-24% ⁽⁴⁾	-30% ⁽⁵⁾	-35% ⁽⁶⁾	
Risparmi consumi finali tramite regimi obbligatori efficienza energetica ⁽⁸⁾	-1,5% annuo 2014-2020	-1,5% annuo 2014-2020 ⁽⁹⁾	-1,5% annuo 2021-2025 -1,0% annuo 2026-2030 ⁽⁵⁾	almeno -1,5% annuo 2021-2030 ⁽⁶⁾	
ENERGIE RINNOVABILI					
Quota di energia da rinnovabili nei consumi finali lordi di energia	20%	17%	27% ⁽⁷⁾	35% ⁽⁶⁾	≥ 17% ⁽¹⁰⁾
Quota di energia da rinnovabili nei consumi finali lordi di energia nei trasporti	10%	10%	14% ⁽⁵⁾	12% ⁽⁶⁾	(11)
Quota di energia da rinnovabili nei consumi finali lordi per riscaldamento e raffreddamento			+1% annuo 2021-2030 ⁽⁵⁾	+2% annuo 2021-2030 ⁽⁶⁾	

- 1 Nell'ambito ETS non è declinato un obiettivo nazionale, gli obiettivi sono in capo ai singoli operatori ETS che regolano le loro posizioni emmissive sul mercato ETS.
- 2 294,4 MtCO₂ nel 2030.
- 3 Obiettivo previsto dalla proposta di regolamento relativo alle riduzioni annuali vincolanti delle emissioni di gas a effetto serra nei settori non ETS - COM (2016) 482 final/2, approvato in via provvisoria da Consiglio e Parlamento UE il 21 dicembre 2017.
- 4 Obiettivo non vincolante calcolato da scenario con misure PAEE 2014 (al 2020 126 Mtep di CFL, coerente con l'obiettivo di risparmio 15,5 Mtep di CFL e 20 Mtep di energia primaria di cui all'articolo 3 del D.Lgs. 102/14) rispetto allo scenario di riferimento PRIMES 2007 (167 Mtep di CFL al 2020).
- 5 Obiettivo proposto dal Consiglio UE il 26 giugno 2017, Fascicolo interistituzionale:2016/0376 (COD) - 10536/17.
- 6 Obiettivo proposto dal Parlamento UE il 17 gennaio 2018, P8_TA-PROV (2018) 0010.
- 7 Obiettivo proposto dal Consiglio UE il 18 dicembre 2017 Fascicolo interistituzionale 2016/0382 (COD) - 15893/17 e 2016/0382 (COD) - 15237/17.
- 8 Obiettivi individuati dall'articolo 7 della Direttiva 2012/27/UE sull'efficienza energetica, con riferimento alla media del triennio 2010-2012 per gli obiettivi 2020.
- 9 Gli obiettivi per l'Italia al 2020 di cui all'articolo 7 della Direttiva 2012/27/UE sono stati esplicitati nel PAEE 2014, suddivisi nei meccanismi dei Certificati Bianchi, Conto Termico, detrazioni fiscali. Il risparmio complessivo da garantire al 2020 è di 6,75 Mtep (25,8 Mtep cumulati 2014-2020).
- 10 Gli obiettivi nazionali sulle rinnovabili saranno determinati nel Piano Clima Energia del 2019, previa interlocuzione con la Commissione. L'obiettivo nazionale al 2030 non potrà comunque essere inferiore all'obiettivo al 2020.
- 11 Sarà fissato un obiettivo nazionale alla fine del negoziato Consiglio-Parlamento.

1.3 LA SEN 2017 E LE NOVITÀ NORMATIVE IN AMBITO NAZIONALE

La nuova Strategia Energetica Nazionale

Con Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico e del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, il 10 novembre 2017 è stata adottata la nuova Strategia Energetica Nazionale (SEN), il piano per gestire la transizione del sistema energetico italiano verso nuovi obiettivi al 2030. La SEN è stata approvata a fine 2017, a seguito di un lungo iter di consultazione durato un anno e che ha coinvolto gli organismi pubblici operanti nel settore energetico, gli operatori delle reti di trasporto di elettricità e gas oltre che associazioni di categoria, centri di ricerca, esperti del settore energetico, aziende e privati cittadini. Il GSE è stato attivamente coinvolto ed ha quindi supportato i Ministeri nella preparazione della SEN.

Tre sono i pilastri alla base della SEN:

- **competitività:** è necessario continuare a ridurre il gap di prezzo e di costo dell'energia rispetto all'Europa, ai fini di migliorare la competitività del Paese, in un contesto di prezzi internazionali crescenti;
- **sostenibilità:** il raggiungimento dei target degli obiettivi ambientali e di decarbonizzazione definiti a livello europeo, deve avvenire in modo sostenibile, in linea con i traguardi stabiliti dalla COP21;
- **sicurezza:** il miglioramento continuo nella garanzia degli approvvigionamenti e la flessibilità dei sistemi e delle infrastrutture energetiche, sono condizioni imprescindibili per rafforzare l'indipendenza energetica dell'Italia.

Molteplici sono i target previsti dalla SEN, specifici per i singoli settori di riferimento e così riassumibili:

- **efficienza energetica:** riduzione dei consumi finali di circa 10 Mtep al 2030 rispetto allo scenario base (108 Mtep anziché 118);
- **fonti rinnovabili:** 28% di rinnovabili sui consumi complessivi al 2030 rispetto al 17,5% del 2015; in termini settoriali, l'obiettivo si articola in una quota di rinnovabili sul consumo elettrico del 55% al 2030 rispetto al 33,5% del 2015; in una quota di rinnovabili sugli usi termici del 30% al 2030 rispetto al 19,2% del 2015; in una quota di rinnovabili nei trasporti del 21% al 2030 rispetto al 6,4% del 2015;
- **riduzione del differenziale di prezzo dell'energia:** contenere il gap di costo tra il gas italiano e quello del nord Europa (nel 2016 pari a circa 2 €/MWh) e ridurre il gap sui prezzi dell'elettricità rispetto alla media UE (pari a circa 35 €/MWh nel 2015 per la famiglia media e al 25% in media per le imprese);
- **cessazione della produzione di energia elettrica da carbone** con un obiettivo di accelerazione al 2025, da realizzare tramite un puntuale piano di interventi infrastrutturali;
- **razionalizzazione del downstream petrolifero**, con evoluzione verso le bioraffinerie e un uso crescente di biocarburanti sostenibili e del GNL nei trasporti pesanti e marittimi al posto dei derivati dal petrolio;
- **diminuzione delle emissioni di gas serra** del 39% al 2030 rispetto al 1990 e del 63% al 2050;
- **raddoppiare gli investimenti in ricerca e sviluppo tecnologico clean energy:** da 222 mln nel 2013 a 444 mln nel 2021;
- **promozione della mobilità sostenibile e dei servizi di mobilità condivisa;**
- **nuovi investimenti sulle reti per maggiore flessibilità, adeguatezza e resilienza;** maggiore integrazione con l'Europa; diversificazione delle fonti e delle rotte di approvvigionamento gas e gestione più efficiente di flussi e punte di domanda;
- **riduzione della dipendenza energetica dall'estero** dal 76% del 2015 al 64% del 2030, grazie alla forte crescita delle rinnovabili e dell'efficienza energetica.

FIGURA 6 - Obiettivi settoriali sulle rinnovabili al 2030

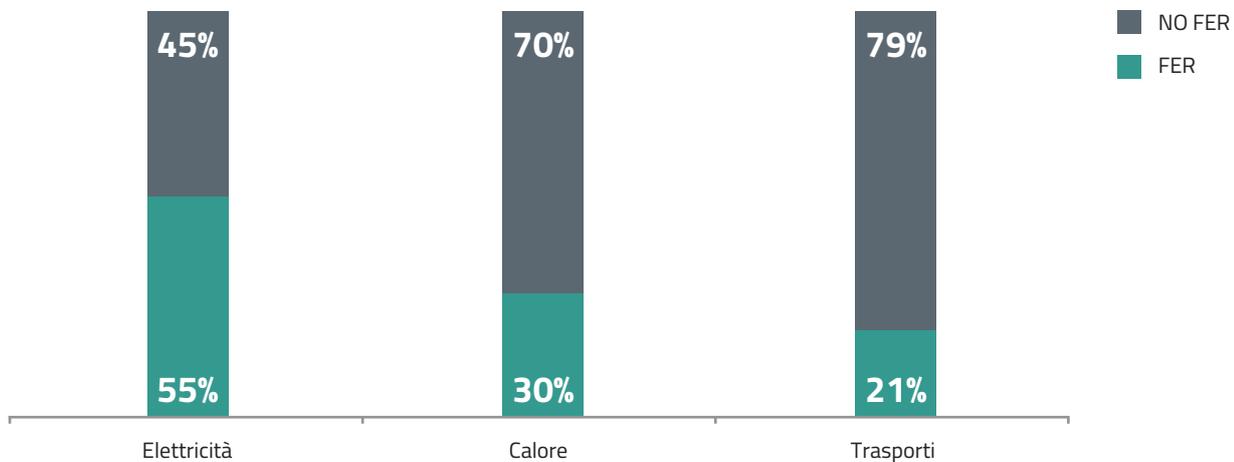
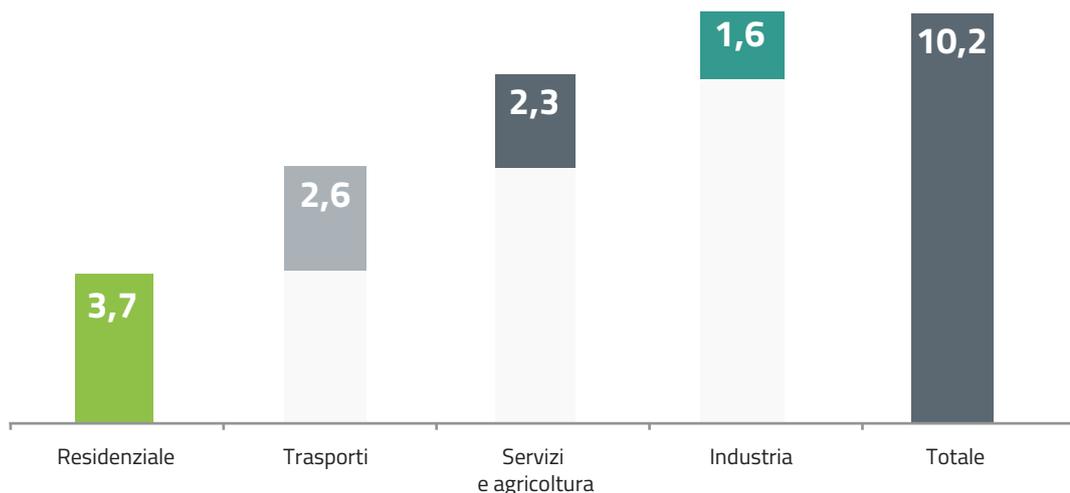


FIGURA 7 - Riduzione dei consumi finali per settore dello scenario SEN (Mtep/anno)



Il raggiungimento degli obiettivi previsti presuppone la concomitanza di alcune condizioni necessarie e azioni trasversali:

- **infrastrutture e semplificazioni:** la SEN 2017 prevede azioni di semplificazione e razionalizzazione della regolamentazione per garantire la realizzazione delle infrastrutture e degli impianti necessari alla transizione energetica, senza tuttavia indebolire la normativa ambientale e di tutela del paesaggio e del territorio né il grado di partecipazione alle scelte strategiche;
- **costi della transizione:** grazie all'evoluzione tecnologica e a un'attenta regolazione è possibile cogliere l'opportunità di fare efficienza e produrre energia da rinnovabili a costi sostenibili; per questo la SEN segue un approccio basato prevalentemente su fattori abilitanti e misure di sostegno che mettano in competizione le tecnologie e stimolino continui miglioramenti sul lato dell'efficienza;
- **compatibilità tra obiettivi energetici e tutela del paesaggio:** la tutela del paesaggio è un valore irrinunciabile, pertanto per le fonti rinnovabili con maggiore potenziale residuo sfruttabile, cioè eolico e fotovoltaico, verrà data priorità all'uso di aree industriali dismesse, capannoni e tetti, oltre che ai recuperi di efficienza degli impianti esistenti; accanto a ciò si procederà, con Regioni e amministrazioni che tutelano il paesaggio, alla individuazione di aree, non altrimenti valorizzabili, da destinare alla produzione energetica rinnovabile;

- effetti sociali e occupazionali della transizione: fare efficienza energetica e sostituire fonti fossili con fonti rinnovabili genera un bilancio netto positivo anche in termini occupazionali, ma si tratta di un fenomeno che va monitorato e governato, intervenendo tempestivamente per riqualificare i lavoratori spiazzati dalle nuove tecnologie e formare nuove professionalità, per generare opportunità di lavoro e di crescita.

La Strategia Energetica Nazionale costituisce un impulso per la realizzazione di importanti investimenti, incrementando lo scenario tendenziale con investimenti complessivi aggiuntivi di 175 miliardi al 2030, così ripartiti:

- 30 miliardi per reti e infrastrutture per il gas e l'elettrico;
- 35 miliardi per fonti rinnovabili;
- 110 miliardi per l'efficienza energetica.

Il tema dell'energia è trasversale e necessita di una decisa azione di coordinamento tra i vari soggetti (Amministrazioni centrali, Regioni, istituti scientifici) e di collaborazione istituzionale con l'ARERA (Autorità di Regolazione per Energia Reti Ambiente). È essenziale, inoltre, integrare le politiche energetiche con quelle di altri settori e con quelle regionali: in tale ottica si intende istituire una Cabina di regia per il monitoraggio dell'attuazione della SEN, costituita dal MiSE e dal MATTM, con la partecipazione del MEF, del MiT, del MiBACT ed una rappresentanza delle Regioni. Si istituirà altresì un gruppo tecnico stabile "scenari", coordinato dai Ministeri dello sviluppo economico e dell'ambiente, cui parteciperanno gli organismi pubblici e a controllo pubblico, con competenza sul tema energia e clima che già hanno collaborato alla definizione degli scenari della SEN (GSE, RSE, ENEA, ISPRA, Politecnico di Milano) anche in vista della elaborazione del piano clima-energia al 2030.

Per garantire trasparenza al processo di attuazione, il Governo sarà inoltre tenuto a riferire annualmente al Parlamento sullo stato di realizzazione della SEN e sulle iniziative adottate ai fini del raggiungimento degli obiettivi fissati, nonché ad avviare ogni tre anni un processo partecipato e condiviso di revisione della Strategia.

La SEN attuale rappresenta quindi un punto di partenza per la futura programmazione energetica nazionale: infatti, dopo la sua approvazione, si sono avviati i lavori per la presentazione alla Commissione europea, entro la fine del 2018, della proposta di Piano Energia e Clima, che dovrà indicare obiettivi al 2030, politiche e misure per le cinque dimensioni principali dell'energia: decarbonizzazione e rinnovabili, efficienza energetica, sicurezza energetica, mercato interno, innovazione e competitività.

Altri provvedimenti di rilievo del 2017

Fra gli altri provvedimenti normativi salienti del 2017, si segnala il D.M. MiSE del 14 febbraio 2017 per la copertura del fabbisogno di energia delle isole minori non interconnesse attraverso energia da fonti rinnovabili e il DD MATTM 14 luglio 2017, n.340, che prevede invece incentivi per interventi di efficienza energetica, mobilità sostenibile e adattamento agli impatti ai cambiamenti climatici sempre nelle isole minori.

Il D.M. MiSE 16 marzo 2017 ha invece approvato i modelli unici per la realizzazione, la connessione e l'esercizio di impianti di microgenerazione ad alto rendimento e di microgenerazione alimentati da fonti rinnovabili. Il decreto è teso a semplificare le procedure per realizzare impianti di microgenerazione ad alto rendimento, come definiti dal D.Lgs. n.20 del 2007 e gli impianti di microgenerazione alimentati da fonti rinnovabili, razionalizzando altresì lo scambio di informazioni fra Comuni, gestori di rete e GSE.

Il D.Lgs. n.104 del 16 giugno 2017, in attuazione della direttiva 2014/52/UE del Parlamento europeo del 16/04/2014, modifica l'attuale disciplina della procedura di Valutazione di Impatto Ambientale e della procedura di "Verifica di assoggettabilità a valutazione di impatto ambientale", al fine di efficientare le procedure, innalzare i livelli di tutela ambientale, contribuire a sbloccare il potenziale derivante dagli investimenti in opere, infrastrutture e impianti per rilanciare la crescita sostenibile, attraverso la correzione delle criticità riscontrate da amministrazioni e imprese.

Infine, la Legge di Bilancio 2018, Legge n.205 del 27 dicembre 2017 in G.U. il 29/12/2017, ha rivisto la disciplina dei controlli e delle sanzioni in materia di incentivi nel settore fotovoltaico, disponendo, in deroga alle disposizioni che prevedono la decadenza dagli incentivi, che il GSE determini la decurtazione dell'incentivo in misura ricompresa fra il 20% e l'80% in ragione dell'entità della violazione. Nel caso in cui le violazioni siano spontaneamente denunciate dal soggetto responsabile al di fuori di un procedimento di verifica e controllo, le decurtazioni sono ulteriormente ridotte di un terzo.

Di seguito si propone un quadro sinottico delle novità legislative e regolatorie emanate dai Ministeri competenti e dall'ARERA nel corso del 2017.

TABELLA 1 - Principali provvedimenti normativi del 2017

RIFERIMENTO NORMATIVO	DESCRIZIONE
Legge 27 dicembre 2017, n.205	Legge di Bilancio 2018. Rivisita la disciplina dei controlli e delle sanzioni in materia di incentivi nel settore fotovoltaico
D.M. MiSE 13 dicembre 2017	Modifica delle percentuali minime di obbligo di immissione in consumo relativamente ai biocarburanti e ai biocarburanti avanzati
Legge 20 novembre 2017, n.167	Disposizioni per l'adempimento degli obblighi derivanti dall'appartenenza dell'Italia all'Unione Europea - Legge europea 2017
D.M. MiSE 10 novembre 2017	Adozione della Strategia Energetica Nazionale 2017
Legge 4 agosto 2017, n.124	Legge annuale per il mercato e la concorrenza
D.D. MATTM 14 luglio 2017, n.340	Incentivi per interventi di efficienza energetica, mobilità sostenibile e adattamento agli impatti ai cambiamenti climatici nelle isole minori
D.M. MIPAAF 22 giugno 2017	Incentivi per gli impianti di produzione di energia elettrica a biomassa - Fissazione dei costi di certificazione per la tracciabilità di filiera delle biomasse destinate alla produzione elettrica per il coefficiente moltiplicativo del k 1,8 dei Certificati Verdi
Legge 21 giugno 2017, n.96	Conversione in legge del D.L. 50/2017 recante misure urgenti per gli enti territoriali e le zone terremotate nonché misure per lo sviluppo - Stralcio - Disposizioni in materia di Tari, appalti, impianti di energia a fonti rinnovabili
D.Lgs. 16 giugno 2017, n.104	Valutazione d'impatto ambientale - Modifiche e integrazioni alla Parte II del D.Lgs. 152/2006 - Attuazione della direttiva 2014/52/UE
D.L. 24 aprile 2017, n.50	Disposizioni urgenti in materia finanziaria, iniziative a favore degli Enti territoriali e le zone colpite dal sisma nonché misure per lo sviluppo - Stralcio - Misure in materia di rifiuti, appalti ed energie rinnovabili
D.M. MATTM 14 aprile 2017	Disciplina delle condizioni di accesso all'incremento degli incentivi per la produzione di energia elettrica da impianti a biomasse e biogas - D.M. 6 luglio 2012
D.M. MiSE 16 marzo 2017	Approvazione dei modelli unici per la realizzazione, la connessione e l'esercizio di impianti di microgenerazione ad alto rendimento e di microgenerazione alimentati da fonti rinnovabili
Legge 27 febbraio 2017, n.18	Conversione in legge del D.L. 243/2016 recante interventi urgenti per la coesione sociale e territoriale - Disposizioni sulla cessione a terzi dei complessi aziendali Ilva - Adeguamento sistemi fognatura e depurazione - Proroga incentivi biomasse
Legge 27 febbraio 2017, n.19	Conversione in legge del D.L. 244/2016 ("Milleproroghe") - Proroghe in materia di Sistri, impianti di energia termica e sistemi di termoregolazione del calore, sicurezza sul lavoro
D.M. MiSE 14 febbraio 2017	Disposizioni per la copertura del fabbisogno di energia delle isole minori non interconnesse attraverso energia da fonti rinnovabili
D.P.R. 13 febbraio 2017, n.31	Regolamento recante individuazione degli interventi esclusi dall'autorizzazione paesaggistica o sottoposti a procedura autorizzatoria semplificata - Attuazione articolo 12, D.L. 83/2014
D.D. MATTM 17 gennaio 2017, n. 6	Modalità di versamento degli oneri economici per le procedure di Via e Vas di competenza statale e relativa documentazione da presentare - Attuazione D.M. 25 ottobre 2016, n. 245
D.M. MiSE 11 gennaio 2017	Criteri, condizioni e modalità di realizzazione dei progetti di efficienza energetica per l'accesso ai Certificati Bianchi e obiettivi di risparmio energetico 2017-2020 a carico delle imprese distributrici di energia e gas

TABELLA 2 - Principali delibere dell'ARERA adottate nel 2017

RIFERIMENTO NORMATIVO	DESCRIZIONE
Delibera 27 dicembre 2017, n. 923/2017/R/com	Aggiornamento, dal 1 gennaio 2018, delle componenti tariffarie destinate alla copertura degli oneri generali e di ulteriori componenti del settore elettrico e del settore gas
Delibera 27 dicembre 2017, n. 922/2017/R/eel	Completamento della riforma della struttura tariffaria degli oneri generali di sistema per le utenze non domestiche del settore elettrico e coordinamento con il nuovo sistema di riconoscimento delle agevolazioni per le imprese a forte consumo di energia elettrica. Modifiche e integrazioni del Tit, anche con riferimento alle utenze domestiche
Determina 27 dicembre 2017, n.13/2017	Accettazione della proposta del GSE S.p.A. relativa alla modifica del perimetro delle attività di cui alla Parte III dell'UGSE
Delibera 21 dicembre 2017, n. 900/2017/E/idr	Estensione dell'avvalimento di Acquirente Unico S.p.A. al settore idrico, in attuazione della deliberazione dell'Autorità 622/2017/E/idr
Delibera 21 dicembre 2017, n.894/2017/R/eel	Aggiornamento del Testo integrato sistemi semplici di produzione e consumo e del Testo integrato sistemi di distribuzione chiusi - Nuova definizione Unità di consumo - Posticipo data regolarizzazione clienti finali "nascosti"
Delibera 21 dicembre 2017, n. 893/2017/R/eel	Approvazione della proposta operativa, redatta dal Gestore dei Servizi Energetici S.p.A. in accordo con i gestori di rete, finalizzata a completare l'attuazione della deliberazione dell'Autorità 595/2014/R/eel, in materia di misura dell'energia elettrica prodotta
Delibera 21 dicembre 2017, n. 874/2017/E/EEL	Approvazione del Regolamento per l'effettuazione di interventi ispettivi sugli Altri Sistemi Semplici di Produzione e Consumo – ASSPC qualificati come Sistemi Efficienti di Utente – SEU o Sistemi Esistenti Equivalenti ai Sistemi Efficienti di Utente – SEESEU
Delibera 14 dicembre 2017, n. 867/2017/R/eel	Differimento del completamento della riforma delle componenti tariffarie a copertura degli oneri generali di sistema per i clienti domestici di energia elettrica, di cui alla deliberazione dell'Autorità 582/2015/R/eel
Memoria 30 novembre 2017 n. 805/2017/I/eel	Nota di approfondimento sulla materia oggetto delle risoluzioni n. 7-01392 e n. 7-01393, relative alla riforma delle tariffe elettriche per i clienti domestici, richiesta dal Presidente della X Commissione della Camera dei deputati
Delibera 19 ottobre 2017, n. 700/2017/R/eel	Disposizioni in materia di applicazione del trattamento orario per i punti di immissione e prelievo dotati di sistemi smart metering 2G
Delibera 28 settembre 2017, n.656/2017/R/com	Aggiornamento, dal 1 ottobre 2017, delle componenti tariffarie destinate alla copertura degli oneri generali e di ulteriori componenti del settore elettrico e del settore gas. Aggiornamento, dal 1 gennaio 2018, di una componente tariffaria di cui alla RTTG
Delibera 7 settembre 2017, n.614/2017/R/EFR	Avvio di procedimento per l'adozione di provvedimenti relativi alla copertura del fabbisogno di energia delle isole minori non interconnesse tramite FER - D.M. 14 febbraio 2017
Delibera 3 agosto 2017, n.594/2017/R/eel	Disposizioni in merito alla gestione dei dati di misura nell'ambito del Sistema informativo integrato, con riferimento al settore elettrico
Delibera 3 agosto 2017, n.581/2017/R/EEL	Semplificazione delle condizioni tecniche ed economiche per la connessione alle reti con obbligo di connessione di terzi degli impianti di microgenerazione e degli impianti di produzione di piccolissima taglia
Delibera 27 luglio 2017, n.553/2017/R/eel	Modifica delle date di pubblicazione, da parte di Terna S.p.A., dei corrispettivi di dispacciamento. Precisazioni in merito all'applicazione del corrispettivo di non arbitraggio macrozonale
Delibera 15 giugno 2017, n.435/2017/R/efr	Definizione del contributo tariffario a copertura dei costi sostenuti dai distributori di energia elettrica e gas naturale soggetti agli obblighi nell'ambito del meccanismo dei titoli di efficienza energetica
Delibera 8 giugno 2017, n.419/2017/R/eel	Valorizzazione transitoria degli sbilanciamenti effettivi nelle more della definizione della disciplina di regime basata su prezzi nodali
Delibera 1 giugno 2017, n.401/2017/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 2016
Delibera 5 maggio 2017, n.300/2017/R/eel	Prima apertura del mercato per il servizio di dispacciamento (MSD) alla domanda elettrica e alle unità di produzione anche da fonti rinnovabili non già abilitate nonché ai sistemi di accumulo. Istituzione di progetti pilota in vista della costituzione del testo integrato dispacciamento elettrico (TIDE) coerente con il balancing code europeo

RIFERIMENTO NORMATIVO	DESCRIZIONE
Delibera 20 aprile 2017, n.276/2017/R/EEL	Aggiornamento del Testo integrato sistemi semplici di produzione e consumo e del Testo integrato sistemi di distribuzione chiusi a seguito del decreto-legge "Milleproroghe 2016"
Delibera 13 aprile 2017, n.248/2017/R/eel	Sistemi di misura 2G: adeguamento degli obblighi di rilevazione e messa a disposizione dei dati di misura 2G e disposizioni relative all'aggiornamento dei dati nel registro centrale ufficiale del sistema informativo integrato
Delibera 13 aprile 2017, n.239/2017/R/gas	Avvio di procedimento per l'aggiornamento delle direttive per le connessioni di impianti di biometano alle reti del gas naturale
Delibera 30 marzo 2017, n.200/2017/R/com	Aggiornamento, dal 1 aprile 2017, delle componenti tariffarie destinate alla copertura degli oneri generali e di ulteriori componenti del settore elettrico e del settore gas
Delibera 9 marzo 2017, n.128/2017/R/eel	Razionalizzazione e semplificazione dei flussi dei dati relativi ai meccanismi di incentivazione e ai regimi amministrati gestiti dal Gestore dei Servizi Energetici S.p.A. (GSE) e dei flussi dei dati di misura al medesimo GSE
Delibera 26 gennaio 2017, n.31/2017/R/EFR	Determinazione del valore medio del prezzo di cessione dell'energia elettrica dell'anno 2016, ai fini della quantificazione, per l'anno 2017, del valore degli incentivi sostitutivi dei Certificati Verdi
Consultazione 3 agosto 2017, n.592/2017/R/eel	Mercato italiano della capacità. Ultimi parametri tecnico-economici

A glowing lightbulb is the central focus, set against a dark background with vibrant, colorful light trails in shades of blue, purple, and pink. A white square is superimposed over the center of the bulb, containing the title and subtitle. The lightbulb's filament is visible and glowing, and its reflection is seen on a surface below.

ELETTRICITÀ

RAPPORTO
DELLE ATTIVITÀ
2017

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 2017.

MECCANISMI DI INCENTIVAZIONE

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 tariffe onnicomprensive; 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 tariffe onnicomprensive; 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 ad 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. 5/7/2012) e delle altre fonti rinnovabili (D.M. 23/6/2016 e D.M. 6/7/2012), 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. 18/12/2008, 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 quinto CE (D.M. 5/7/2012), 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

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. 5/7/2012, 6/7/2012 e 23/6/2016.

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. 5/7/2012, 6/7/2012 e 23/6/2016.

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

MECCANISMO INCENTIVANTE	PERIODO ACCESSO ¹	DURATA INCENTIVO ¹	FONTE/ TECNOLOGIE	POTENZA IMPIANTO ²	TIPOLOGIA INCENTIVO ³	VALORIZZAZIONE INCENTIVO	TIPOLOGIA ENERGIA INCENTIVATA	VALORIZZAZIONE ENERGIA IMMESSA ⁴
D.M. 23/6/2016 FER-E	dal 2016	15-30 anni	FER-E non FV e solare CSP	<=500kW	FIT	Tariffa costante	Imnessa	Inclusa nella tariffa
				>500kW	SFIP	Tariffa ottenuta per differenza con il prezzo dell'energia	Imnessa	Mercato
D.M. 6/7/2012 FER-E	2013-2016	15-30 anni	FER-E non FV	<=1MW	FIT	Tariffa costante	Imnessa	Inclusa nella tariffa
				>1MW	SFIP	Tariffa ottenuta per differenza con il prezzo dell'energia	Imnessa	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
Tariffa onnicomprensiva	2008-2012	15 anni	FER-E non FV	<=1MW ⁵	FIT	Tariffa costante	Imnessa	Inclusa nella tariffa
I-IV Conto Energia FV	2006-2012	20 anni	FV	Qualsiasi	FIP ⁶	Tariffa costante	Prodotta	Mercato o RID o SSP
Certificati Verdi /Tariffa incentivante ex CV	2002-2012	8-15 anni	FER-E ⁷	Qualsiasi	Certificati Verdi / SFIP	Mercato CV o ritiro CV a valore indicizzato a prezzo energia / tariffa ottenuta per differenza con il prezzo dell'energia	Prodotta	Mercato o RID o SSP
CIP6/92	1992-2001	8-15 anni	FER-E e assimilate	Qualsiasi	FIT	Tariffa in parte indicizzata al prezzo dei combustibili	Imnessa	Inclusa nella tariffa

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

² Non inferiore a 1 kW

³ FIT: Feed in Tariff ovvero una tariffa onnicomprensiva di ritiro dell'energia immessa in rete

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

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

PA: Tariffa Premio applicata all'energia autoconsumata

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

⁵ 200 kW per gli impianti eolici

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

⁷ Inclusi specifici impianti di cogenerazione abbinati a reti di teleriscaldamento

2.1 GLI INCENTIVI DEL D.M. 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 tariffa incentivante onnicomprensiva (TO), calcolata secondo la seguente formula:

$$T_o = T_b + P_r$$

(T_b: tariffa incentivante base; P_r: 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):

$$I = T_b + P_r - P_z$$

(P_z: 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 la quale è possibile

accedere agli incentivi solo a seguito della partecipazione a procedure d'asta (il precedente D.M. 6/7/2012 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. 6/7/2012, 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.

2.1.2 I bandi per i registri e per le aste

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 dei registri, dei registri per interventi di rifacimento e delle procedure d'asta.

Lo stesso Decreto dispone uno scorrimento delle graduatorie, da operare in ragione della potenza liberata a seguito delle rinunce comunicate al GSE per gli impianti in posizione utile nei sei mesi successivi alla data di pubblicazione della prima graduatoria.

In coerenza con quanto sopra, il 31 maggio 2017 il GSE ha pubblicato gli aggiornamenti delle graduatorie dei registri e dei registri per interventi di rifacimento. Nessuna rinuncia è pervenuta per gli impianti aggiudicatari di procedure d'asta nei sei mesi successivi alla pubblicazione delle graduatorie avvenuta il 22 dicembre 2016.

Le richieste totali pervenute sono state 1.261, per complessivi 2.899,6 MW. Di queste, alla luce degli scorrimenti effettuati, 447 richieste, corrispondenti a 1.200,3 MW, risultano ammesse in posizione utile nelle relative graduatorie.

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

TABELLA 2 - D.M. 23 giugno 2016 - Richieste di Iscrizione alla Procedura d'Asta

TIPOLOGIA IMPIANTO	CONTINGENTE		ISTANZE INVIAE		ISTANZE AMMESSE IN POSIZIONE UTILE		
	Potenza (MW)	Numero	Potenza Complessiva (MW)	% Contingente	Numero	Potenza Complessiva (MW)	% Contingente
Eolico on shore	800,0	96	1.972,3	246,53%	38	800,0	100,00%
Eolico off shore	30,0	1	30,0	100,00%	1	30,0	100,00%
Biomasse di cui all'articolo 8, comma 4, lettere c) e d)	50,0	1	20,0	40,00%	1	20,0	40,00%
Geotermoelettrico	20,0	1	19,8	99,00%	1	19,8	99,00%
Solare Termodinamico	100,0	1	41,0	41,00%	0	0,0	0,00%
TOTALE	1.000,0	100	2.083,1		41	869,8	

TABELLA 3 - D.M. 23 giugno 2016 - Richieste di Iscrizione ai Registri

TIPOLOGIA IMPIANTO	CONTINGENTE		ISTANZE INVIAE		ISTANZE AMMESSE IN POSIZIONE UTILE		
	Potenza (MW)	Numero	Potenza Complessiva (MW)	% Contingente	Numero	Potenza Complessiva (MW)	% Contingente
Eolico on shore	56,9	256	185,5	325,75%	66	56,9	100,00%
Idroelettrico	79,0	565	248,6	314,91%	126	79,0	100,00%
Geotermoelettrico	30,0	10	49,3	164,33%	7	30,0	100,00%
Biomasse e Biogas di cui all'articolo 8, comma 4, lettere a), b) e d), gas di depurazione e gas di discarica e bioliquidi sostenibili	89,5	233	114,4	127,81%	173	89,5	100,00%
Oceanica (comprese maree e moto ondoso)	6,0	0	0,0	0,00%	0	0,0	0,00%
Solare Termodinamico	20,0	14	33,2	166,04%	8	20,0	100,00%
TOTALE	281,4	1.078	631,0		380	275,4	

TABELLA 4 - D.M. 23 giugno 2016 - Richieste di Iscrizione ai Registri per intervento di rifacimento

TIPOLOGIA IMPIANTO	CONTINGENTE		ISTANZE INVIATE		ISTANZE AMMESSE IN POSIZIONE UTILE		
	Potenza (MW)	Numero	Potenza Complessiva (MW)	% Contingente	Numero	Potenza Complessiva (MW)	% Contingente
Eolico on shore	40,0	5	9,1	22,75%	5	9,1	22,75%
Idroelettrico	30,0	77	160,5	534,93%	20	30,0	100,00%
Geotermoelettrico	20,0	1	16,0	80,00%	1	16,0	80,00%
TOTALE	90,0	83	185,6		26	55,1	

2.1.3 Esiti dell'incentivazione

La tabella seguente offre un quadro riassuntivo dei risultati del D.M. 23 giugno 2016 al 31 dicembre 2017. Per ciascuna tipologia d'impianto, la potenza disponibile corrisponde alla potenza indicata dal Decreto per i rispettivi contingenti; 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.

Di detti impianti, al 31 dicembre 2017, una quota 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 2017 corrisponde alla potenza ammessa diminuita di quella esclusa alla stessa data¹.

La tabella fornisce inoltre il dettaglio della quota di potenza degli impianti aventi diritto, entrati in esercizio al 31 dicembre 2017, 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 2017 e la potenza esclusa, alla stessa data, a seguito dell'istruttoria del GSE.

NOTE

¹ La potenza esclusa comprende anche la potenza non installata nei casi di impianti realizzati con potenza inferiore a quella ammessa in posizione utile nella relativa graduatoria.

TABELLA 5 - D.M. 23 giugno 2016 - Quadro riassuntivo degli esiti di incentivazione al 31 dicembre 2017 [MW]

MODALITÀ D'ACCESSO E TIPOLOGIA DI IMPIANTO	POTENZA DISPONIBILE	POTENZA AMMESSA	POTENZA AVENTE DIRITTO AL 31/12/2017	DETTAGLIO AVENTI DIRITTO AL 31/12/2017		POTENZA ESCLUSA AL 31/12/2017
				In esercizio	Non in esercizio	
Aste	1.000,0	869,8	869,8	10,0	859,8	-
Idroelettrico	-	-	-	-	-	-
Eolico on shore	800,0	800,0	800,0	10,0	790,0	-
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	-	-	-	-	-
Registri	281,4	275,4	254,0	56,6	197,4	21,4
Idroelettrico	79,0	79,0	77,1	20,6	56,5	1,9
Eolico on shore	56,9	56,9	55,5	10,1	45,4	1,4
Geotermoelettrico	30,0	30,0	20,7	-	20,7	9,3
Oceanica	6,0	-	-	-	-	-
Bioenergie (esclusi rifiuti biomasse C)	89,5	89,5	80,7	25,9	54,8	8,8
Solare Termodinamico	20,0	20,0	20,0	-	20,0	-
Registri rifacimenti	90,0	55,1	53,8	11,7	42,0	1,3
Idroelettrico	30,0	30,0	30,0	8,4	21,6	-
Eolico on shore	40,0	9,1	7,8	3,3	4,5	1,3
Eolico off shore	-	-	-	-	-	-
Geotermoelettrico	20,0	16,0	16,0	-	16,0	-
Totale Aste/Registri /Registri rifacimenti	1.371,4	1.200,3	1.177,6	78,3	1.099,2	-
Accesso Diretto				186,9		6,6
Idroelettrico				28,7		0,8
Eolico				128,6		4,2
Oceanica				-		0,1
Bioenergie (esclusi rifiuti)				29,6		1,6
Rifiuti (Biomasse C)				-		-
Totale complessivo	1.371,4	1.200,3	1.177,6	265,2	1.099,2	6,6

2.1.4 Impianti in esercizio al 31 dicembre 2017

Gli impianti che risultano in esercizio al 31 dicembre 2017² sono 2.990, per una potenza totale di 265,2 MW. Il maggior numero di impianti è quello degli eolici (2.364), seguito dagli idroelettrici ad acqua fluente (340). Agli impianti eolici spetta anche il primato in termini di potenza installata (152,1 MW), seguiti dagli impianti idroelettrici ad acqua fluente (57,4 MW).

NOTE

² 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 2017 [numero]

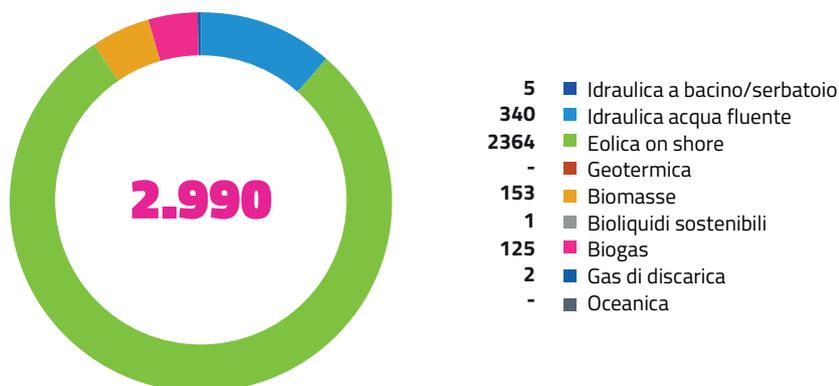


FIGURA 2 - D.M. 23 giugno 2016 - Ripartizione per fonte della potenza degli impianti in esercizio al 31 dicembre 2017 [MW]

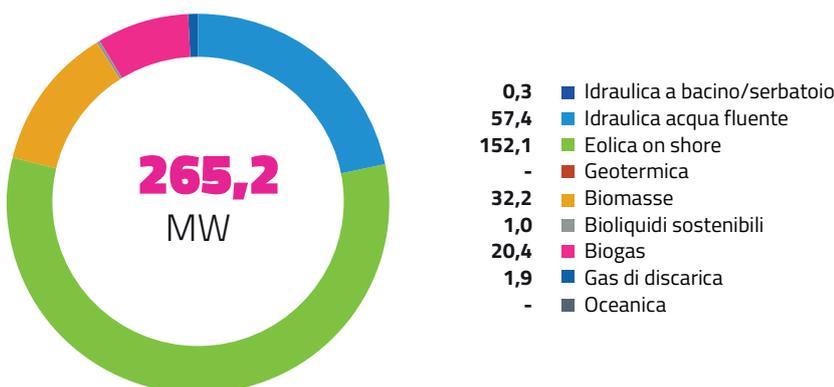


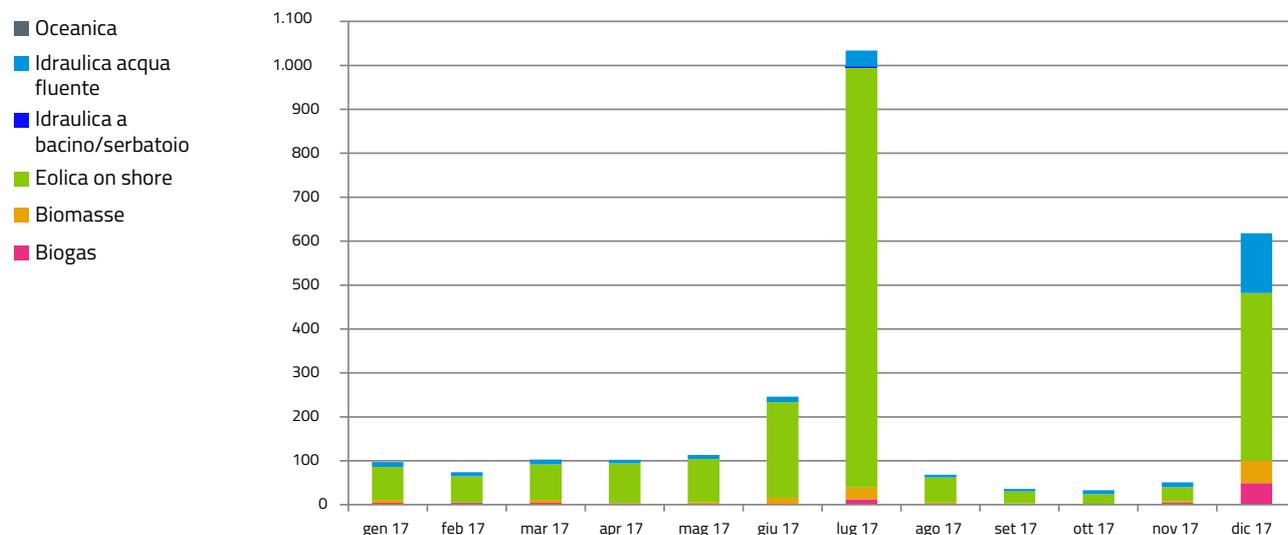
TABELLA 6 - D.M. 23 giugno 2016 - Numero e potenza degli impianti in esercizio al 31 dicembre 2017, suddivisi per tipologia di impianto

Tipologia impianti	2016		2017	
	Numero di impianti	Potenza [MW]	Numero di impianti	Potenza [MW]
Idraulica a bacino/serbatoio	1	0,0	5	0,3
Idraulica acqua fluente	67	17,6	340	57,4
Eolica on shore	348	21,7	2.364	152,1
Geotermica	-	-	-	-
Biomasse	28	10,1	153	32,2
Bioliquidi sostenibili	1	1,0	1	1,0
Biogas	19	4,8	125	20,4
Gas di scarica	2	1,9	2	1,9
Oceanica	1	0,1	-	-
Totale	467	57,2	2.990	265,2

TABELLA 7 - D.M. 23 giugno 2016 - Numero e potenza degli impianti in esercizio al 31 dicembre 2017, suddivisi per tipologia di intervento

CATEGORIA	2016		2017	
	Numero di impianti	Potenza [MW]	Numero di impianti	Potenza [MW]
Nuova costruzione	457	55,9	2.920	244,9
Riattivazione	1	0,1	23	2,1
Integrale ricostruzione	5	0,7	21	3,3
Rifacimento totale o parziale	2	0,1	18	12,8
Potenziamento	2	0,4	8	2,2
Totale	467	57,2	2.990	265,2

Di particolare rilievo nel corso del 2017 sono stati i picchi registrati nel numero delle richieste di accesso diretto agli incentivi presentate al GSE nei mesi di luglio e di dicembre, da imputare rispettivamente alla riduzione dei livelli incentivanti, conseguenti la transizione dalle tariffe del D.M. 6/7/2012 a quelle del D.M. 23/6/2016, e allo scadere del termine ultimo per la presentazione delle richieste stesse. Risultano pervenute oltre 1.000 richieste nel mese di giugno e oltre 600 nel mese di dicembre, a fronte di un totale di 2.575 richieste nell'intero 2017.

FIGURA 3 - D.M. 23 giugno 2016 – Andamento mensile del numero di richieste di accesso diretto agli incentivi


2.1.5 Impianti a progetto al 31 dicembre 2017

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 2017, mantengono a tale data la possibilità di accedere all'incentivazione.

TABELLA 8 - D.M. 23 giugno 2016 - Impianti aggiudicatari delle procedure d'asta o ammessi in posizione utile nei registri non in esercizio al 31 dicembre 2017. Suddivisione per tipologia di impianto

Fonti primarie utilizzate	Numero	Potenza [MW]
Idraulica acqua fluente	104	78,1
Eolica on shore	87	839,9
Eolica Offshore	1	30,0
Geotermica	7	56,5
Biomasse	25	34,8
Bioliquidi sostenibili	2	5,4
Biogas	85	28,6
Gas di discarica	5	6,0
Solare Termodinamico	8	20,0
Totale complessivo	324	1.099,2

2.1.6 Risultati economici

Nel corso del 2017, l'energia incentivata ai sensi del D.M. 23 giugno 2016 è giunta a circa 252 GWh, cui risulta associato un corrispettivo economico di circa 48 mln€. In termini di energia, l'eolico è la prima fonte, con 108 GWh, seguita dall'idroelettrico ad acqua fluente (78 GWh) e dal biogas (36 GWh). In termini di corrispettivi, all'eolico sono associati 24 mln€, seguiti da 11 mln€ dell'idroelettrico ad acqua fluente e da 7 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 2017 rispetto al 2016, anno di avvio del meccanismo di incentivazione, che deve ancora dispiegare la maggior parte dei suoi effetti.

TABELLA 9 - Evoluzione dell'energia incentivata ai sensi del D.M. 23 giugno 2016 [GWh]

Tipologia	2016	2017
Idraulica a bacino/serbatoio	0	1
Idraulica acqua fluente	19	78
Idraulica su acquedotto	-	-
Eolica onshore	22	108
Geotermica	-	-
Biomasse	1	28
Bioliquidi sostenibili	-	-
Biogas	4	36
Gas di discarica	-	1
Totale complessivo	46	252

FIGURA 4 - Evoluzione dell'energia incentivata ai sensi del D.M. 23 giugno 2016 [GWh]

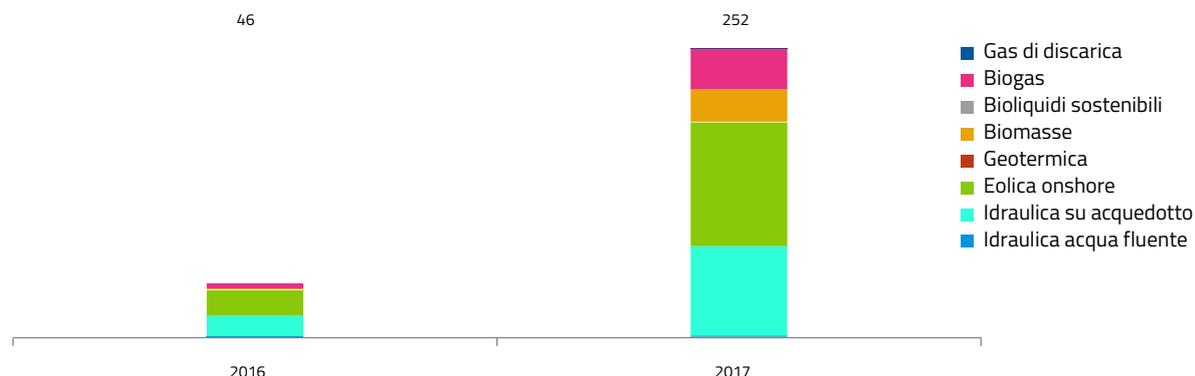
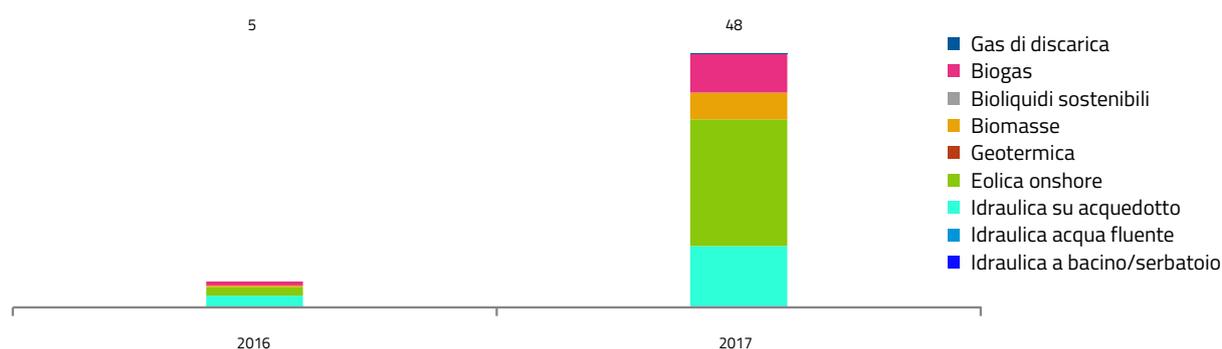


TABELLA 10 - Evoluzione dei corrispettivi erogati ai sensi del D.M. 23 giugno 2016 [mln€]

Tipologia	2016	2017
Idraulica a bacino/serbatoio	0	0
Idraulica acqua fluente	2	11
Idraulica su acquedotto	2	-
Eolica onshore	2	24
Geotermica	0	-
Biomasse	0	5
Bioliquidi sostenibili	0	-
Biogas	1	7
Gas di discarica	-	0
Totale complessivo	5	48

FIGURA 5 - Evoluzione dei corrispettivi erogati ai sensi del D.M. 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 tariffa incentivante omnicomprensiva (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.

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 2017.

In particolare, per ciascuna tipologia d'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 2017, 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 2017 corrisponde alla potenza ammessa diminuita di quella esclusa alla stessa data³.

NOTE

³ La potenza esclusa comprende anche la potenza non installata nei casi di impianti realizzati con potenza inferiore a quella ammessa in posizione utile nella relativa graduatoria.

La tabella fornisce inoltre il dettaglio della quota della potenza degli impianti aventi diritto, entrati in esercizio al 31 dicembre 2017, 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 2017 e la potenza esclusa alla stessa data a seguito di rinuncia o in virtù dell'operato del GSE.

TABELLA 11 - D.M. 6 luglio 2012 - Quadro riassuntivo degli esiti di incentivazione al 31 dicembre 2017 [MW]

MODALITÀ D'ACCESSO E TIPOLOGIA DI IMPIANTO	POTENZA DISPONIBILE	POTENZA AMMESSA	POTENZA AVENTE DIRITTO AL 31/12/2017	DETTAGLIO AVENTI DIRITTO AL 31/12/2017		POTENZA ESCLUSA AL 31/12/2017
				In esercizio	Non in esercizio	
Aste	2.531,0	1.442,2	1.309,7	1.172,7	137,0	132,5
Idroelettrico	50,0	-	-	-	-	-
Eolico on shore	1.321,0	1.275,2	1.199,1	1.062,1	137,0	76,1
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
Registri	1.000,0	880,3	285,2	282,6	2,6	595,2
Idroelettrico	205,0	203,9	115,6	114,7	0,9	88,3
Eolico on shore	178,0	177,7	78,4	78,4	-	99,2
Geotermoelettrico	105,0	17,1	17,1	17,1	-	-
Oceanica	3,0	0,1	0,1	-	0,1	-
Bioenergie (esclusi rifiuti biomasse tipo C)	479,0	478,0	73,9	72,3	1,6	404,0
Rifiuti (Biomasse C)	30,0	3,6	-	-	-	3,6
Rifacimenti	1.875,0	201,6	144,5	141,5	3,0	57,1
Idroelettrico	900,0	143,9	108,1	108,1	-	35,8
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	-
Totale Aste/Registri /Registri rifacimenti	5.406,0	2.524,1	1.739,4	1.596,8	142,6	784,7
Accesso Diretto	-	-	115,7	115,7	-	15,2
Idroelettrico	-	-	22,1	22,1	-	6,2
Eolico	-	-	65,0	65,0	-	4,0
Bioenergie (esclusi rifiuti)	-	-	28,6	28,6	-	5,0
Totale complessivo	5.406,0	2.524,1	1.855,1	1.712,5	142,6	799,8

2.2.3 Impianti in esercizio al 31 dicembre 2017

Gli impianti che risultano in esercizio al 31 dicembre 2017* sono 2.827, per una potenza totale di 1.712,5 MW. Il maggior numero di impianti è quello degli eolici (1.661), seguito dagli idroelettrici ad acqua fluente (617). Agli impianti eolici spetta anche il primato in termini di potenza installata (1.205,5 MW), seguiti dagli impianti idroelettrici ad acqua fluente (226,6 MW).

NOTE

* 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 6 - D.M. 6 luglio 2012 - Ripartizione per fonte del numero degli impianti in esercizio al 31 dicembre 2017 [numero]

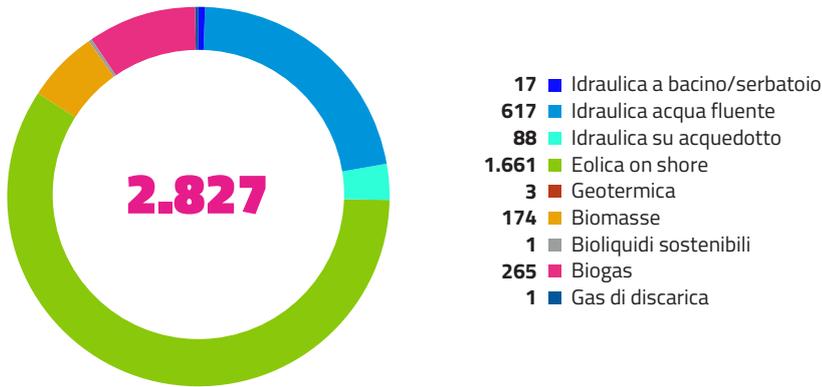
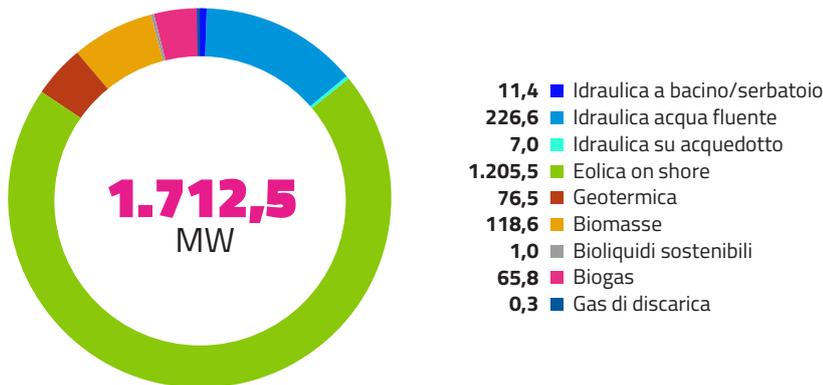


FIGURA 7 - D.M. 6 luglio 2012 - Ripartizione per fonte della potenza degli impianti in esercizio al 31 dicembre 2017 [MW]



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

TABELLA 12 - Evoluzione storica, in numero e potenza, degli impianti in esercizio al 31 dicembre 2017, suddivisi per tipologia di impianto

Tipologia impianti	2013		2014		2015		2016		2017	
	Numero di impianti	Potenza [MW]	Numero di impianti	Potenza [MW]						
Idraulica a bacino/serbatoio	2	0,9	6	1,2	8	1,5	14	11,3	17	11,4
Idraulica acqua fluente	143	24,8	250	49,6	445	132,8	586	212,0	617	226,6
Idraulica su acquedotto	22	1,2	35	2,2	66	3,9	88	6,0	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
Geotermica	0	0,0	1	19,8	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
Bioliquidi sostenibili	1	1,0	1	1,0	1	1,0	2	1,9	1	1,0
Biogas	60	14,3	106	25,2	192	43,5	257	62,2	265	65,8
Gas di discarica	0	0,0	1	0,3	2	1,3	1	0,3	1	0,3
Totale	445	208,4	1.011	439,2	2.050	950,6	2.785	1.462,8	2.827	1.712,5

TABELLA 13 - Evoluzione storica, in numero e potenza, degli impianti in esercizio al 31 dicembre 2017, suddivisi per tipologia di intervento

CATEGORIA	2013		2014		2015		2016		2017	
	Numero di impianti	Potenza [MW]	Numero 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
Riattivazione	13	1,4	21	2,0	22	2,1	37	4,9	38	5,0
Integrale ricostruzione	8	0,3	16	0,9	22	2,2	22	2,3	24	3,0
Rifacimento totale o parziale	15	6,9	23	30,4	47	63,4	74	137,3	74	142,7
Potenziamento	0	0	0	0	3	17,6	3	18,1	3	17,6
Totale	445	208,4	1.011	439,2	2.050	950,6	2.785	1.462,8	2.827	1.712,5

2.2.4 Impianti a progetto al 31 dicembre 2017

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 2017, mantengono a tale data la possibilità di accedere all'incentivazione.

TABELLA 14 - D.M. 6 luglio 2012 - Impianti aggiudicatari delle procedure d'asta o ammessi in posizione utile nei registri non in esercizio al 31 dicembre 2017, suddivisione per tipologia di impianto

TIPOLOGIA DI IMPIANTO	Numero	Potenza [MW]
Idraulica acqua fluente	2	0,9
Eolica on shore	5	137,0
Biomasse	1	3,0
Biogas	2	1,6
Oceanica	1	0,1
Totale complessivo	11	142,6

2.2.5 Risultati economici

Nel corso del 2017, l'energia incentivata ai sensi del D.M. 6 luglio 2012 è risultata pari a circa 4.445 GWh, cui è associato un corrispettivo economico di circa 415 mln€. In termini di energia, l'eolico è di gran lunga la fonte più rappresentativa, con 2.191 GWh, seguita dall'idroelettrico ad acqua fluente (828 GWh) e dal geotermico (534 GWh). In termini di corrispettivi, all'eolico sono associati 166 mln€, seguiti da 91 mln€ dell'idroelettrico ad acqua fluente e da 87 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 2017 rispetto all'anno precedente.

TABELLA 15 - Evoluzione dell'energia incentivata ai sensi del D.M. 6 luglio 2012 [GWh]

Tipologia	2013	2014	2015	2016	2017
Idraulica a bacino/serbatoio	-	1	5	39	45
Idraulica acqua fluente	20	160	375	697	828
Idraulica su acquedotto	1	7	16	27	31
Eolica onshore	6	367	698	1.512	2.191
Geotermica	-	153	371	494	534
Biomasse	1	34	73	136	412
Bioliquidi sostenibili	0	2	1	-	-
Biogas	2	86	208	331	402
Gas di discarica	-	1	2	2	1
Totale complessivo	31	810	1.749	3.237	4.445

FIGURA 8 - Evoluzione dell'energia incentivata ai sensi del D.M. 6 luglio 2012 [GWh]

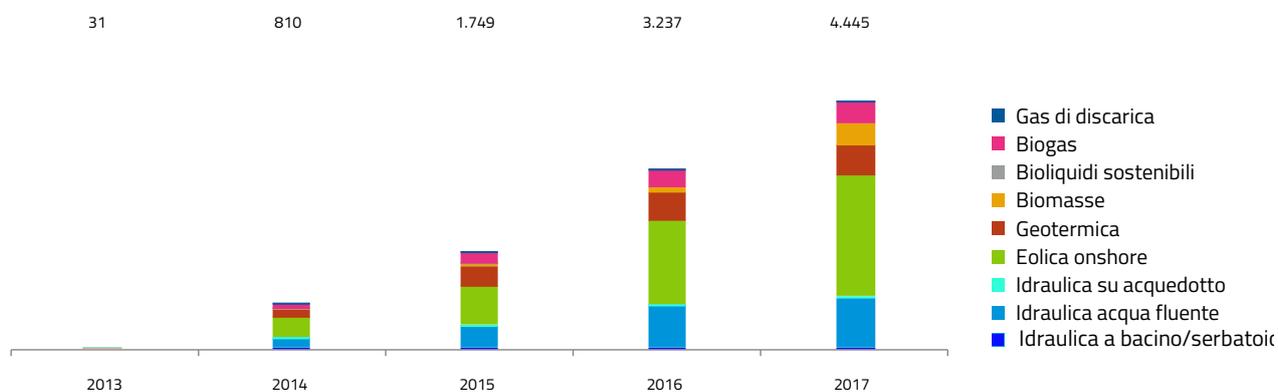
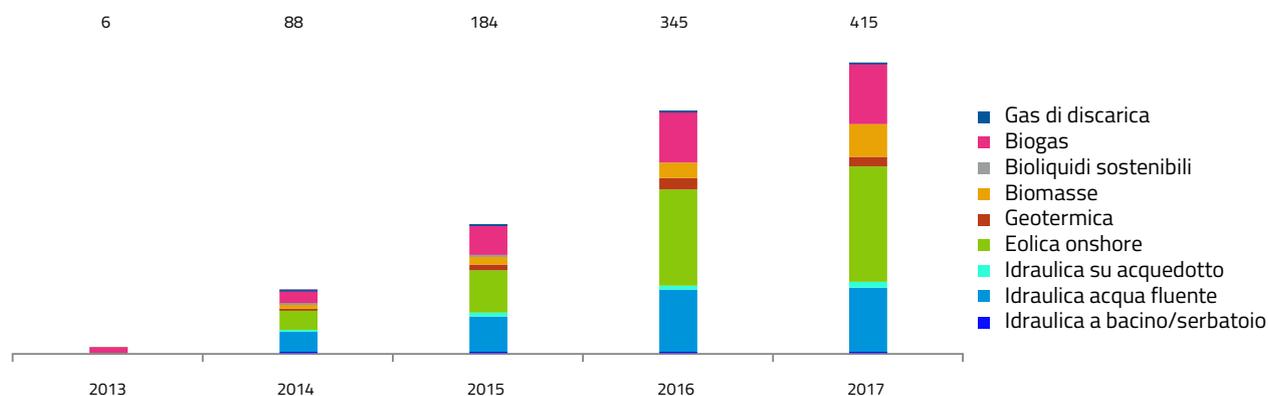


TABELLA 16 - Evoluzione dei corrispettivi erogati ai sensi del D.M. 6 luglio 2012 [mln€]

Tipologia	2013	2014	2015	2016	2017
Idraulica a bacino/serbatoio	-	0	0	1	1,4
Idraulica acqua fluente	4	28	51	88	91,2
Idraulica su acquedotto	0	2	4	6	6,4
Eolica onshore	1	30	61	137	166,0
Geotermica	-	2	8	16	13,4
Biomasse	0	7	14	23	48,6
Bioliquidi sostenibili	0	0	0	-	-
Biogas	0	20	46	73	87,4
Gas di discarica	-	0	0	0	0,1
Totale complessivo	6	88	184	345	415

FIGURA 9 - 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 (E_i) 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 2017

Complessivamente gli impianti qualificati IAFR e in esercizio al 31 dicembre 2017 risultano 4.541 (in diminuzione quindi rispetto al numero cumulato a fine 2016 per effetto del termine del periodo di incentivazione di alcuni impianti), per una potenza totale di 17,06 GW.

In termini di numerosità, il primato spetta all'idroelettrico con 1.481 impianti, seguito dal termoelettrico a biogas con 1.364 e dall'eolico con 953 installazioni. Quanto a potenza installata, primeggiano gli impianti eolici seguiti dagli idroelettrici, rispettivamente pari a 7.274 MW e 4.954 MW. Nel settore delle bioenergie si rilevano 1.364 impianti a biogas, seguiti da 468 a bioliquidi e 197 a biomasse solide. Rispetto alla potenza si registrano in esercizio 1.132 MW a biogas, 1.054 MW a bioliquidi e 2.040 MW a biomasse solide.

Circa l'80% degli impianti sono relativi a interventi di nuova costruzione seguiti, nell'ordine, da rifacimenti parziali (11%), rifacimenti totali (3%), riattivazioni (3%) e potenziamenti (2%).

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 10 - Numero cumulato di impianti qualificati IAFR in esercizio al 31 dicembre 2017

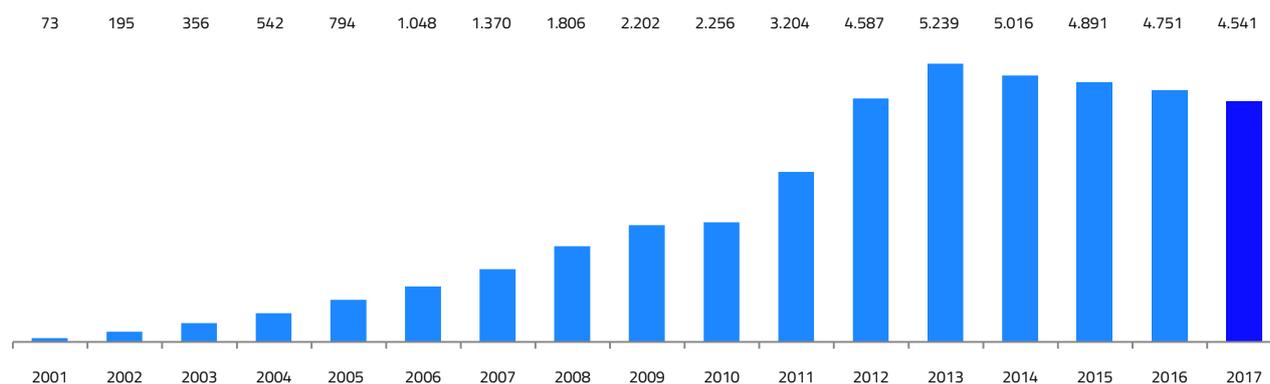


TABELLA 17 - Numero e potenza degli impianti qualificati e in esercizio al 31 dicembre 2017: suddivisione per fonte

TIPOLOGIA DI IMPIANTO	NUMERO	POTENZA [MW]
Idroelettrici	1.481	4.953,8
Marini	1	0,0
Eolici	953	7.273,6
Solari	47	4,3
Geotermoelettrici	14	441,0
Biomasse solide	197	2.040,0
Bioliquidi	468	1.054,0
Biogas	1.364	1.132,0
Rifiuti	16	164,7
Totale	4.541	17.063,4

FIGURA 11 - Ripartizione percentuale per fonte di numero (a sinistra) e potenza (a destra) degli impianti qualificati e in esercizio al 31 dicembre 2017

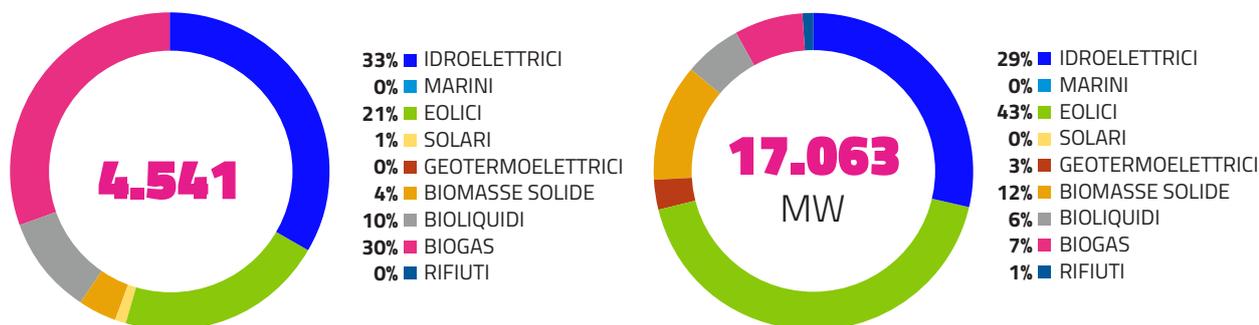


TABELLA 18 - Numero e potenza degli impianti qualificati e in esercizio al 31 dicembre 2017: suddivisione per tipologia di intervento

TIPOLOGIA DI INTERVENTO	NUMERO	POTENZA [MW]
A - Potenziamento	75	1.139,3
B - Rifacimento	150	782,1
BP - Rifacimento parziale	518	3.403,0
C - Riattivazione	148	174,5
D - Nuova costruzione	3.644	10.649,0
E - Co-combustione in impianti esistenti prima del 1999	6	915,5
Totale	4.541	17.063,4

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'articolo 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 hanno maturato il diritto a fruire dei CVi hanno dovuto sottoscrivere una convenzione con il GSE per beneficiare della tariffa incentivante per il restante periodo di diritto, attraverso un applicativo informatico chiamato GRIN.

Numero e potenza degli impianti incentivati

Nel 2017, 1.694 impianti risultano aver beneficiato dell'incentivo ex-CV, per una potenza complessiva di 17.283 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 12 - Evoluzione del numero degli impianti che beneficiano dell'incentivazione ex-CV. Suddivisione per tipologia di impianto

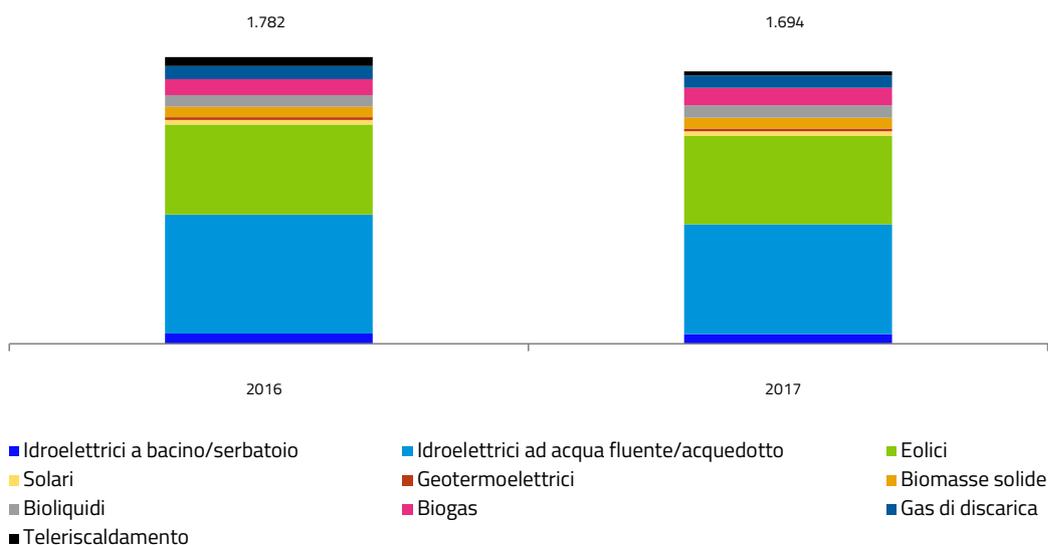


TABELLA 19 - Evoluzione del numero degli impianti che beneficiano dell'incentivazione ex-CV. Suddivisione per tipologia di impianto

	2016	2017
Idroelettrici a bacino/serbatoio	64	61
Idroelettrici ad acqua fluente/acquedotto	739	683
Eolici	560	550
Solari	29	28
Geotermoelettrici	17	17
Biomasse solide	65	66
Bioliquidi	73	78
Biogas	98	108
Gas di discarica	82	77
Teleriscaldamento	55	26
Totale complessivo	1.782	1.694

FIGURA 13 - Evoluzione della potenza degli impianti che beneficiano dell'incentivazione ex-CV [MW]. Suddivisione per tipologia di impianto

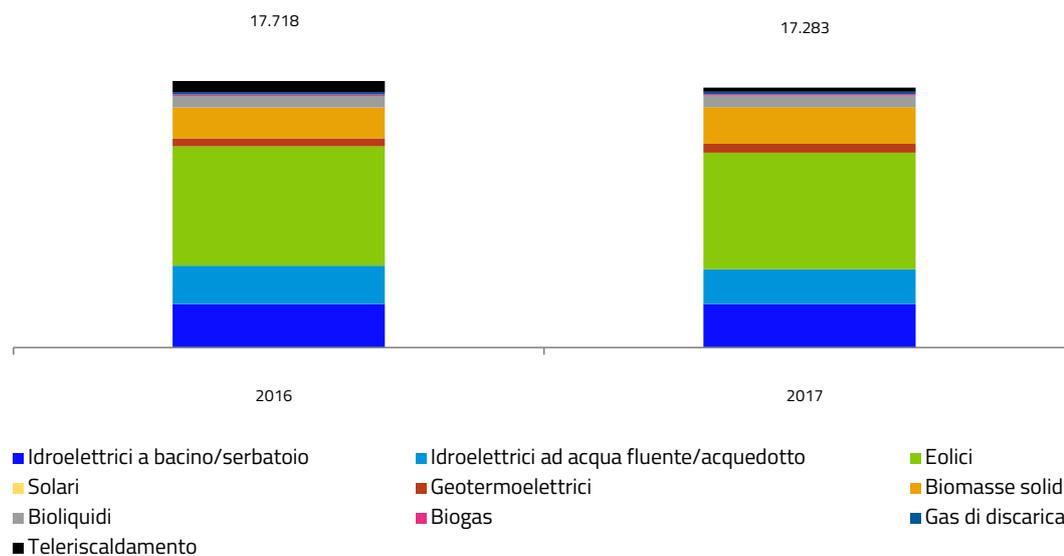


TABELLA 20 - Evoluzione della potenza degli impianti che beneficiano dell'incentivazione ex-CV [MW]. Suddivisione per tipologia di impianto

	2016	2017
Idroelettrici a bacino/serbatoio	2.883	2.897
Idroelettrici ad acqua fluente/acquedotto	2.561	2.299
Eolici	7.923	7.747
Solari	3	3
Geotermoelettrici	536	597
Biomasse solide	2.053	2.439
Bioliquidi	775	758
Biogas	86	103
Gas di scarica	159	155
Teleriscaldamento	739	285
Totale complessivo	17.718	17.283

Energia incentivata e corrispettivi erogati

Nel 2017 l'energia incentivata è stata pari a 27.857 GWh, in diminuzione rispetto al 2016. Si osserva una netta prevalenza degli impianti eolici. Il corrispettivo economico erogato dal GSE è pari a 3.217 mln€.

FIGURA 14 - Evoluzione dell'energia incentivata degli impianti che beneficiano dell'incentivazione ex-CV [GWh]. Suddivisione per tipologia di impianto

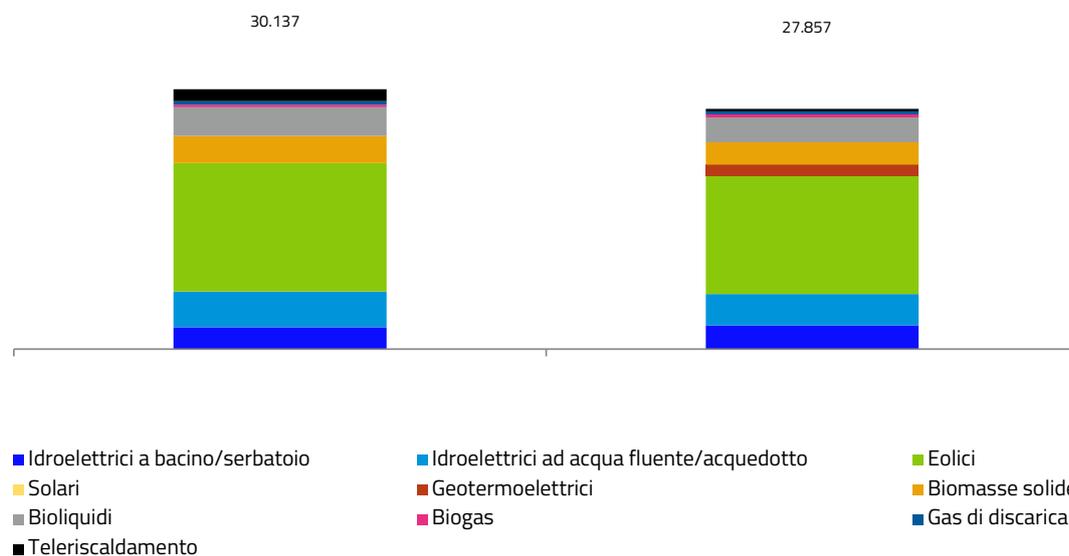


TABELLA 21 - Evoluzione dell'energia incentivata degli impianti che beneficiano dell'incentivazione ex-CV [GWh]. Suddivisione per tipologia di impianto

	2016	2017
Idroelettrici a bacino/serbatoio	2.544	2.742
Idroelettrici ad acqua fluente/acquedotto	4.140	3.634
Eolici	14.895	13.707
Solari	1	2
Geotermoelettrici	-	1.301
Biomasse solide	3.132	2.606
Bioliquidi	3.338	2.898
Biogas	314	329
Gas di discarica	397	351
Teleriscaldamento	1.376	287
Totale complessivo	30.137	27.857

FIGURA 15 - Evoluzione dei corrispettivi erogati relativi agli impianti che beneficiano dell'incentivazione ex-CV [mln€]. Suddivisione per tipologia di impianto

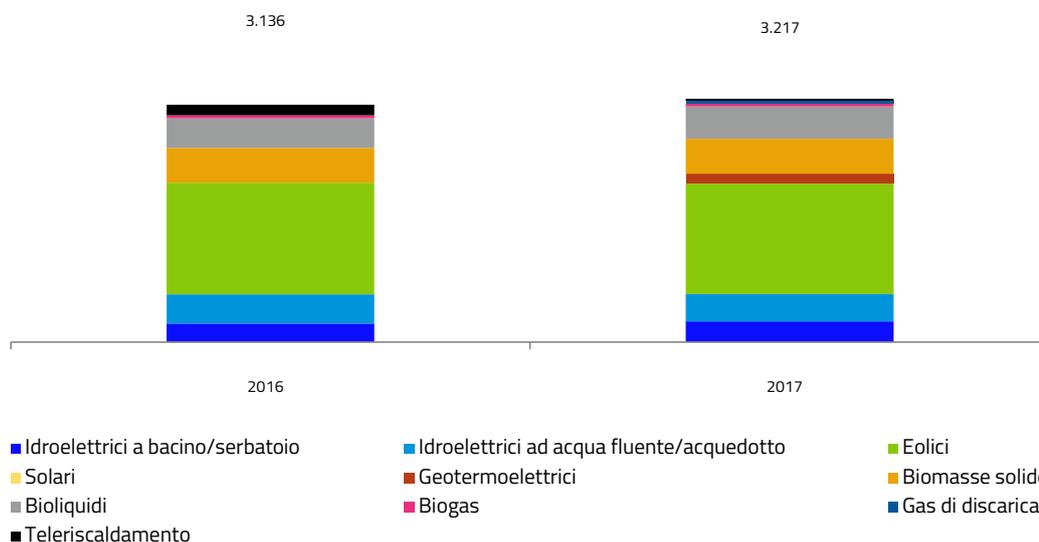


TABELLA 22 - Evoluzione dei corrispettivi erogati relativi agli impianti che beneficiano dell'incentivazione ex-CV [mln€]. Suddivisione per tipologia di impianto

	2016	2017
Idroelettrici a bacino/serbatoio	247	276
Idroelettrici ad acqua fluente/acquedotto	387	360
Eolici	1.475	1.459
Solari	-	0
Geotermoelettrici	-	129
Biomasse solide	459	465
Bioliquidi	392	426
Biogas	39	41
Gas di discarica	-	36
Teleriscaldamento	137	25
Totale complessivo	3.136	3.217

2.3.3 I Certificati Verdi

Nonostante il meccanismo dei CV sia stato sostituito, a partire dal 2016, da una nuova tariffa incentivante, nel 2017 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 al 2016.

In merito all'emissione di CV 2015, nel 2017 risultano complessivamente emessi 500.570 CV, per buona parte ascrivibili a impianti di cogenerazione abbinati al teleriscaldamento e a impianti a bioliquidi.

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 legge⁵.

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).

NOTE

⁵ 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.

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 2017 il GSE ha ritirato circa 1,4 milioni di CV sostenendo un costo di ritiro pari a 137 mln€.

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

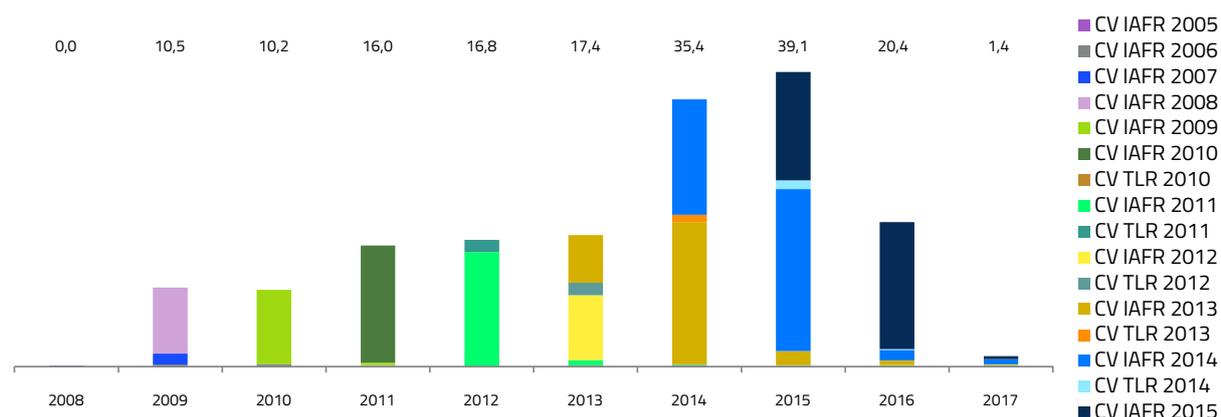


FIGURA 17 - CV ritirati dal GSE (l'anno indicato nelle colonne è quello relativo al ritiro dei certificati)

	Anno di ritiro 2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
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
CV IAFR 2009			9.865.985	325.155		52.886	40.272	1.543	6.692	21.820
CV IAFR 2010				15.530.501		109.490	91.358	38.925	69.517	50.735
CV TLR 2010										119
CV IAFR 2011					15.189.397	612.143	68.143	48.335	52.756	51.992
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
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
CV TLR 2013							972.625	0	43.086	
CV IAFR 2014							15.332.289	21.474.322	1.404.424	661.288
CV TLR 2014								1.159.985	94.974	34.313
CV IAFR 2015								14.365.120	16.841.972	397.925
CV TLR 2015									1.275.809	74.845
TOTALE	11.059	10.476.154	10.159.137	16.030.984	16.793.958	17.430.248	35.445.779	39.058.560	20.418.405	1.436.648

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 23 - 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 2017, 2.867 impianti risultano aver beneficiato delle TO, per una potenza complessiva di 1.653 MW. Si osserva come gli impianti a biogas siano i più rappresentativi sia in termini di numerosità (1.092) sia di potenza (811 MW).

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

FIGURA 18 - Evoluzione del numero degli impianti in regime di TO

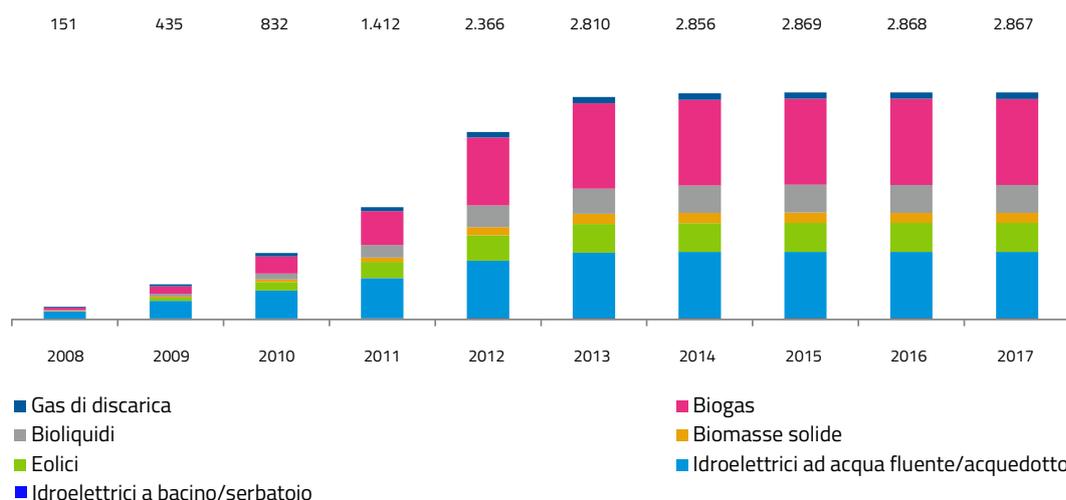


TABELLA 24 - Evoluzione del numero degli impianti in regime di TO, per tipologia di impianto

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

FIGURA 19 - Evoluzione della potenza degli impianti in regime di TO [MW]

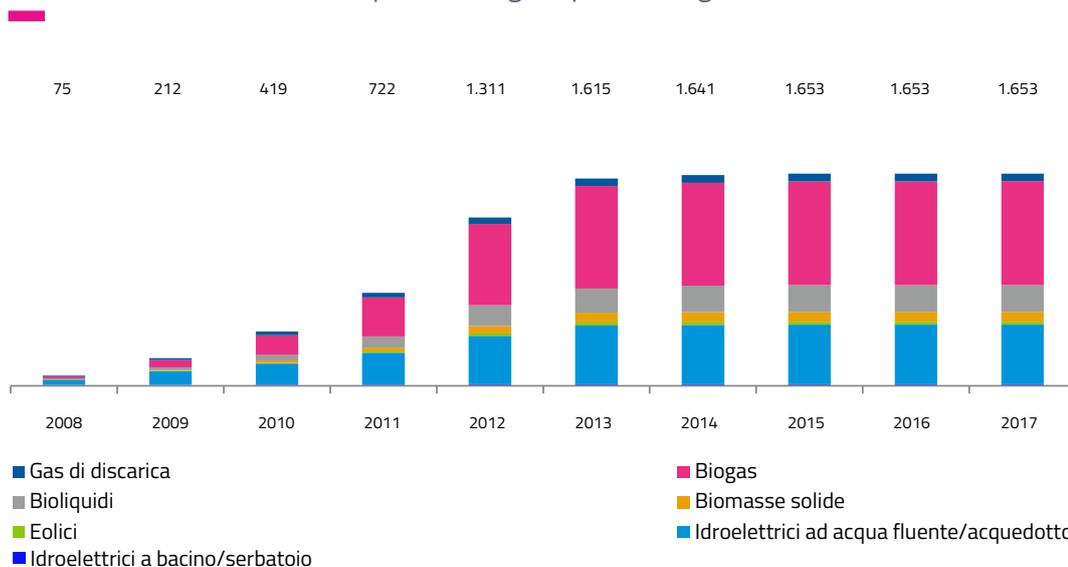


TABELLA 25 - Evoluzione della potenza degli impianti in TO, per tipologia di impianto [MW]

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

Energia ritirata e corrispettivi erogati

Nel 2017 è stato ritirato un quantitativo di energia convenzionata in regime di TO pari a 8.580 GWh, per un corrispettivo economico erogato dal GSE pari a 2.270 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 20 - Evoluzione dell'energia ritirata in regime di TO [GWh]

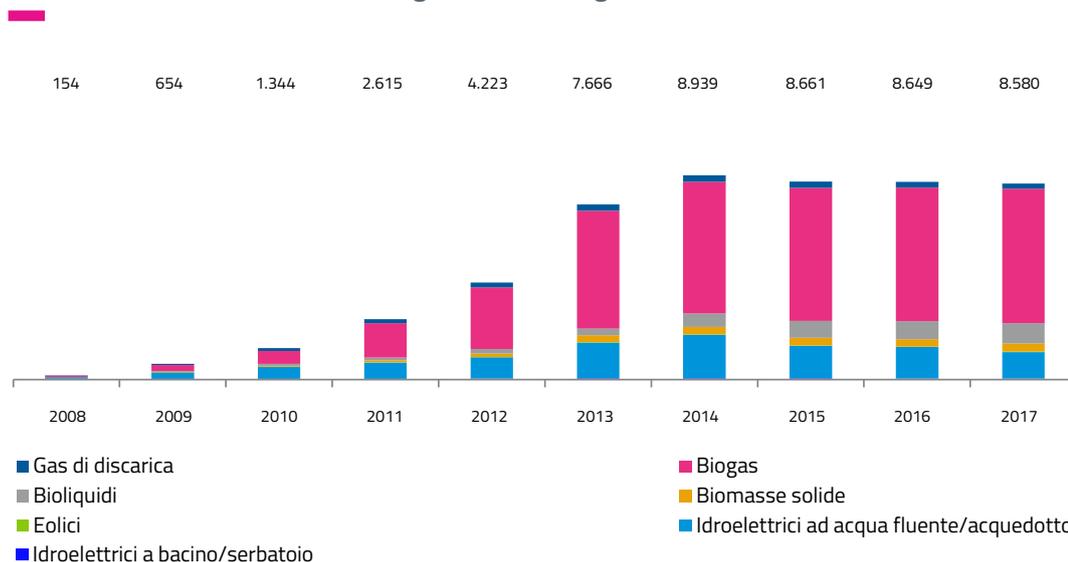
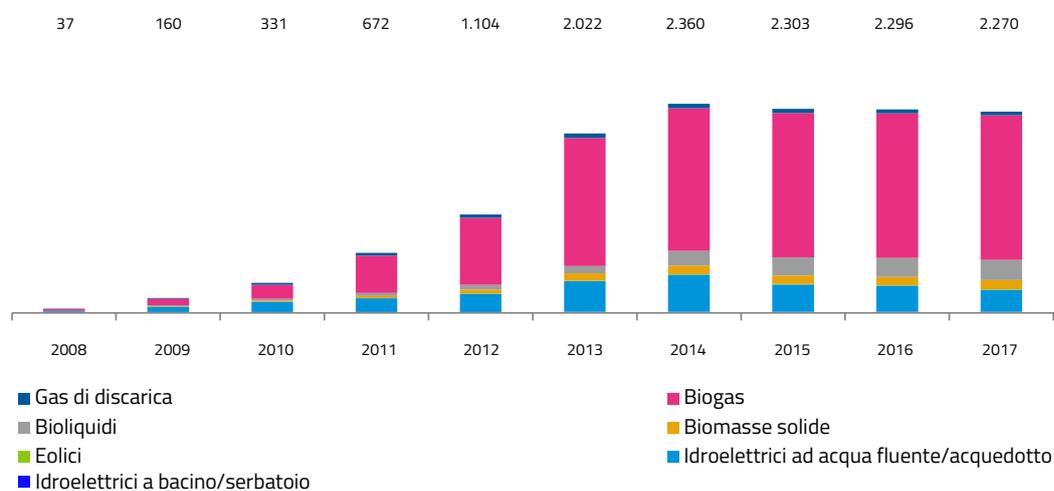


TABELLA 26 - Evoluzione dell'energia ritirata in regime di TO, per tipologia di impianto [GWh]

Tipologia	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Idroelettrici a bacino/serbatoio	-	5	6	8	11	22	26	21	17	18
Idroelettrici ad acqua fluente/acquedotto	73	274	516	702	928	1.567	1.900	1.423	1.375	1.148
Eolici	0	0	2	5	13	20	22	20	22	24
Biomasse solide	1	20	41	89	157	300	336	339	322	361
Bioliquidi	6	45	96	126	199	300	588	735	797	895
Biogas	62	260	565	1.514	2.712	5.181	5.776	5.857	5.870	5.910
Gas di discarica	12	49	120	172	204	276	291	267	245	224
Totale complessivo	154	654	1.344	2.615	4.223	7.666	8.939	8.661	8.649	8.580

FIGURA 21 - Evoluzione dei corrispettivi erogati relativi agli impianti in regime di TO [mln€]

TABELLA 27 - Evoluzione dei corrispettivi erogati per la TO, per tipologie di impianto [mln€]

Tipologia	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Idroelettrici a bacino/serbatoio	-	1	1	2	2	5	6	5	4	5
Idroelettrici ad acqua fluente/acquedotto	16	60	114	154	204	345	417	308	297	247
Eolici	0	0	1	1	4	6	6	6	6	7
Biomasse solide	0	5	11	25	44	84	94	95	90	103
Bioliquidi	1	10	24	34	54	84	170	206	216	228
Biogas	17	74	158	424	759	1.449	1.615	1.636	1.639	1.640
Gas di discarica	2	9	22	31	37	50	52	48	44	40
Totale complessivo	37	160	331	672	1.104	2.022	2.360	2.303	2.296	2.270

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 28 - Adesione degli impianti non fotovoltaici alla rimodulazione volontaria

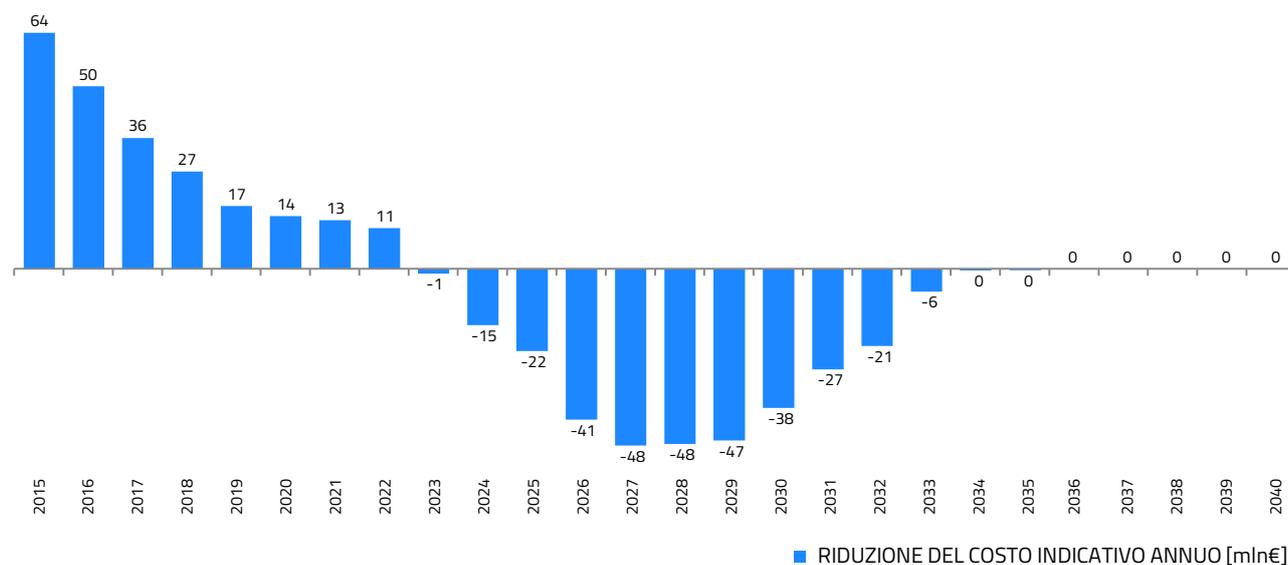
FONTE	Numero	Potenza [MW]	Periodo residuo medio [anni]	Riduzione incentivo
Idroelettrico	196	755,4	5,5	59%
Eolico	22	83,5	4,6	64%
Geotermoelettrico	2	80,0	1,3	83%
Biomasse solide	2	1,5	10,3	34%
Bioliquidi	1	0,4	8,6	39%
Biogas	12	13,8	5,2	59%
Totale	235	934,7	5,4	59%

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

Può essere tracciato uno scenario evolutivo della variazione dell'onere associato alla rimodulazione, nell'ipotesi di producibilità invariante nel tempo e medesimo prezzo dell'energia per tutti gli anni dello scenario. La riduzione del costo indicativo annuo degli incentivi risulta pari, per il 2017, a circa 36 mln€, di cui circa 29 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 22 - Scenario di riduzione del costo indicativo annuo associato alla rimodulazione volontaria degli impianti non fotovoltaici [mln€]



2.4 IL CIP6/92

Ai sensi dell'articolo 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 c.d. destinata ai quali è riconosciuta la tariffa CIP6/92 ovvero la tariffa prevista dalla deliberazione 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 deliberazione ARERA 108/97.

2.4.1 Risultati nel periodo 2008-2017

Nel decennio compreso tra il 2008 e il 2017 il GSE ha ritirato un volume complessivo di energia pari a circa 217 TWh (176 TWh da fonti assimilate e 41 TWh da fonti rinnovabili) per un controvalore cumulato di circa 25,9 mld€ (18,3 mld€ per le assimilate e 7,6 mld€ per le rinnovabili), con una remunerazione media pari a circa 118 €/MWh (101 €/MWh per le assimilate e 185 €/MWh per le rinnovabili).

Nel corso di questo periodo si riscontra una graduale diminuzione del volume dell'energia ritirata dal GSE (dai circa 42 TWh del 2008 ai quasi 7 TWh del 2017), per effetto della progressiva scadenza delle convenzioni di cessione destinata CIP6/92, con conseguente riduzione della potenza contrattualizzata dai circa 6.350 MW del 2008 ai circa 830 MW del 2017.

A tale riduzione ha contribuito anche l'adesione da parte dei titolari di impianti alimentati da fonti assimilate ai meccanismi di risoluzione anticipata previsti dal decreto ministeriale del 2 dicembre 2009.

Nel 2017 l'energia ritirata dal GSE ammonta a 6.788 GWh, 5.131 GWh da fonti assimilate e 1.657 GWh da fonti rinnovabili. Il costo sostenuto è stato pari a 762 mln€, 446 mln€ per le fonti assimilate (remunerazione media di 87 €/MWh) e 316 mln€ per le fonti rinnovabili (191 €/MWh).

TABELLA 29 - Numero convenzioni nel periodo 2008 -2017

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Impianti alimentati a combustibili di processo o residui o recuperi di energia	11	10	10	6	6	3	1	1	1	1
Impianti alimentati a combustibili fossili o idrocarburi	26	22	20	10	5	3	1	1	1	0
Totale Fonti Assimilate	37	32	30	16	11	6	2	2	2	1
Impianti idroelettrici	39	19	5	1	1	0	0	0	0	0
Impianti geotermici	4	4	0	0	0	0	0	0	0	0
Impianti eolici	56	46	38	31	15	15	13	10	2	2
Impianti solari	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Biomasse, biogas e rifiuti	192	164	116	87	71	56	52	32	27	17
Totale Fonti Rinnovabili	291	233	159	119	87	71	65	42	29	19
Totale	328	265	189	135	98	77	67	44	31	20

TABELLA 30 - Potenza contrattuale nel periodo 2008 -2017 [MW]

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Impianti alimentati a combustibili di processo o residui o recuperi di energia	2.155	2.139	2.139	1.630	1.630	1.195	548	548	548	548
Impianti alimentati a combustibili fossili o idrocarburi	2.388	2.285	2.149	991	603	511	356	356	356	0
Totale Fonti Assimilate	4.543	4.424	4.288	2.621	2.233	1.706	904	904	904	548
Impianti idroelettrici	181	116	13	0	0	0	0	0	0	0
Impianti geotermici	123	123	0	0	0	0	0	0	0	0
Impianti eolici	766	622	498	346	161	161	150	121	21	21
Impianti solari	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Biomasse, biogas e rifiuti	744	839	705	652	588	426	403	343	322	261
Totale Fonti Rinnovabili	1.814	1.700	1.215	998	749	587	553	465	343	282
Totale	6.358	6.124	5.503	3.620	2.982	2.293	1.457	1.369	1.247	830

TABELLA 31 - Energia elettrica ritirata, ex art. 3 c.12, D.Lgs. 79/99, suddivisione per normativa di riferimento [GWh]

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
CIP6/92 e Deli. 81/99	41.678	36.217	37.702	26.684	22.441	15.849	11.535	9.105	9.185	6.788
Delibera 108/97	54	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Totale	41.733	36.217	37.702	26.684	22.441	15.849	11.535	9.105	9.185	6.788

TABELLA 32 - Energia elettrica ritirata, ex art.3 c.12 D.Lgs. 79/99: suddivisione per tipologia di impianto [GWh]

TIPOLOGIA DI IMPIANTO	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Impianti alimentati a combustibili di processo o residui o recuperi di energia	16.236	13.845	16.197	15.071	12.564	9.204	6.422	4.430	4.572	4.080
Impianti alimentati a combustibili fossili o idrocarburi	18.049	15.532	15.363	6.736	5.776	3.413	2.607	2.478	2.652	1.051
Totale Fonti Assimilate	34.284	29.377	31.560	21.807	18.340	12.617	9.028	6.909	7.224	5.131
	82,2%	81,1%	83,7%	81,7%	81,7%	79,6%	78,3%	75,9%	78,6%	75,6%
Impianti idroelettrici	715	455	175	7	0	0	0	0	0	0
Impianti geotermici	813	764	283	0	0	0	0	0	0	0
Impianti eolici	1.153	878	816	465	328	199	203	168	142	46
Impianti solari	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Biomasse, biogas e rifiuti	4.766	4.744	4.868	4.404	3.772	3.033	2.304	2.029	1.819	1.611
Totale Fonti Rinnovabili	7.448	6.840	6.142	4.876	4.100	3.232	2.507	2.196	1.961	1.657
	17,8%	18,9%	16,3%	18,3%	18,3%	20,4%	21,7%	24,1%	21,4%	24,4%
Totale	41.733	36.217	37.702	26.684	22.441	15.849	11.535	9.105	9.185	6.788

TABELLA 33 - Costo di incentivazione, ex art.3 c.12 D.Lgs. 79/99: suddivisione per tipologia di impianto [mln€]

TIPOLOGIA DI IMPIANTO	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Impianti alimentati a combustibili di processo o residui o recuperi di energia	2.125,8	1.412,6	1.501,0	1.599,1	1.527,3	1.089,9	646,6	426,2	371,7	355,8
Impianti alimentati a combustibili fossili o idrocarburi	1.841,5	1.459,1	1.370,3	707,4	701,2	405,0	262,6	236,7	210,8	90,1
Totale Fonti Assimilate	3.967,2	2.871,7	2.871,4	2.306,5	2.228,5	1.494,9	909,3	662,9	582,5	445,9
	72,6%	69,6%	72,4%	72,4%	74,9%	71,2%	65,9%	62,4%	62,5%	58,5%
Impianti idroelettrici	115,6	63,7	26,0	0,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Impianti geotermici	130,3	117,9	43,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Impianti eolici	176,8	111,4	78,3	47,7	38,1	22,4	19,5	15,4	11,0	3,8
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	1.072,1	962,7	944,8	832,4	708,7	581,0	451,8	384,9	339,1	312,6
Totale Fonti Rinnovabili	1.494,7	1.255,7	1.092,6	881,0	746,9	603,5	471,3	400,2	350,1	316,4
	27,4%	30,4%	27,6%	27,6%	25,1%	28,8%	34,1%	37,6%	37,5%	41,5%
Totale	5.462,0	4.127,4	3.963,9	3.187,4	2.975,4	2.098,4	1.380,6	1.063,2	932,5	762,3

TABELLA 34 - Costo specifico di incentivazione, ex art.3 c.12 D.Lgs. 79/99: suddivisione per tipologia di impianto [€/MWh]

TIPOLOGIA DI IMPIANTO	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Impianti alimentati a combustibili di processo o residui o recuperi di energia	130,9	102,0	92,7	106,1	121,6	118,4	100,7	96,2	81,3	87,2
Impianti alimentati a combustibili fossili o idrocarburi	102,0	93,9	89,2	105,0	121,4	118,6	100,8	95,5	79,5	85,7
Media Fonti Assimilate	115,7	97,8	91,0	105,8	121,5	118,5	100,7	96,0	80,6	86,9
Impianti idroelettrici	161,6	140,1	148,4	125,4	130,7	112,2	0,0	0,0	0,0	0,0
Impianti geotermici	160,2	154,4	153,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Impianti eolici	153,3	126,9	95,9	102,5	116,0	112,9	96,2	91,7	77,6	83,1
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	224,9	202,9	194,1	189,0	187,9	191,5	196,1	189,7	186,4	194,0
Media Fonti Rinnovabili	200,7	183,6	177,9	180,7	182,1	186,7	188,0	182,2	178,5	191,0
Media	130,9	114,0	105,1	119,5	132,6	132,4	119,7	116,8	101,5	112,3

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_{505} (ex-A3) che grava direttamente sui consumatori finali.

2.5 IL CONTATORE DELLE FONTI RINNOVABILI ELETTRICHE DIVERSE DAL FOTOVOLTAICO

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

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

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

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

- Tariffe CIP6/92;
- Incentivo ex Certificati Verdi (I ex CV);
- Tariffe Onnicomprehensive ai sensi del D.M. 18 dicembre 2008 (TO);
- 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 tariffe onnicomprehensive, il prezzo dell'energia considerato per il calcolo dell'incentivo di ciascun mese è pari alla media dei prezzi dei ventiquattro mesi precedenti registrati sul mercato elettrico e dei dodici mesi successivi risultanti dagli esiti del mercato a termine pubblicati sul sito del GME (art. 27, comma 1 del D.M. 23 giugno 2016). In questo modo si intende tenere conto dell'evoluzione attesa dei prezzi dell'energia, ponderati tuttavia sulla base degli esiti riscontrati nel periodo precedente, al fine di conferire maggiore stabilità al prezzo di riferimento considerato.

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

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

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

Al 31 dicembre 2017, il contatore FER Elettriche si è attestato sul valore di 5.444 mln€, ripartiti come segue tra i diversi meccanismi di incentivazione: 2.976 mln€ per l'incentivo ex CV; 1.884 mln€ per la TO; 68 mln€ per il CIP6/92; 409 mln€ per gli impianti entrati in esercizio ai sensi del D.M. 6 luglio 2012; 105 mln€ per gli impianti entrati in esercizio ai sensi del D.M. 23 giugno 2016; 0,2 mln€ per gli impianti che beneficiano del CE per il solare termodinamico. Il costo indicativo medio, ottenuto come media dei valori mensili del triennio successivo, è risultato pari a 5.240 mln€, presentando nel medio periodo un trend prevalentemente decrescente, in quanto influenzato principalmente dalle uscite dal perimetro di incentivazione.

TABELLA 35 - Costo indicativo annuo delle FER elettriche diverse dal fotovoltaico al 31 dicembre 2017 [mln€]

	I EX CV	TO	CIP6/92	D.M. 6/7/2012	D.M. 23/6/2016	C. E. SOLARE TERMODINAMICO	TOTALE
Moto ondoso	0	0		0	0	0	0
Solare CSP	0	0	0	0	0	0	0
Geotermica	94	0		17	0	0	111
Bioliquidi	415	160		0	0	0	575
Biomasse	484	77	67	43	21	0	692
Idraulica	626	264		105	31	0	1.026
Eolica	1.286	5	1	175	35	0	1.502
Biogas	71	1.378	1	69	18	0	1.538
TOTALE	2.976	1.884	68	409	105	0	5.444

FIGURA 23 - Costo indicativo annuo delle FER elettriche diverse dal fotovoltaico al 31 dicembre 2017 [mln€]

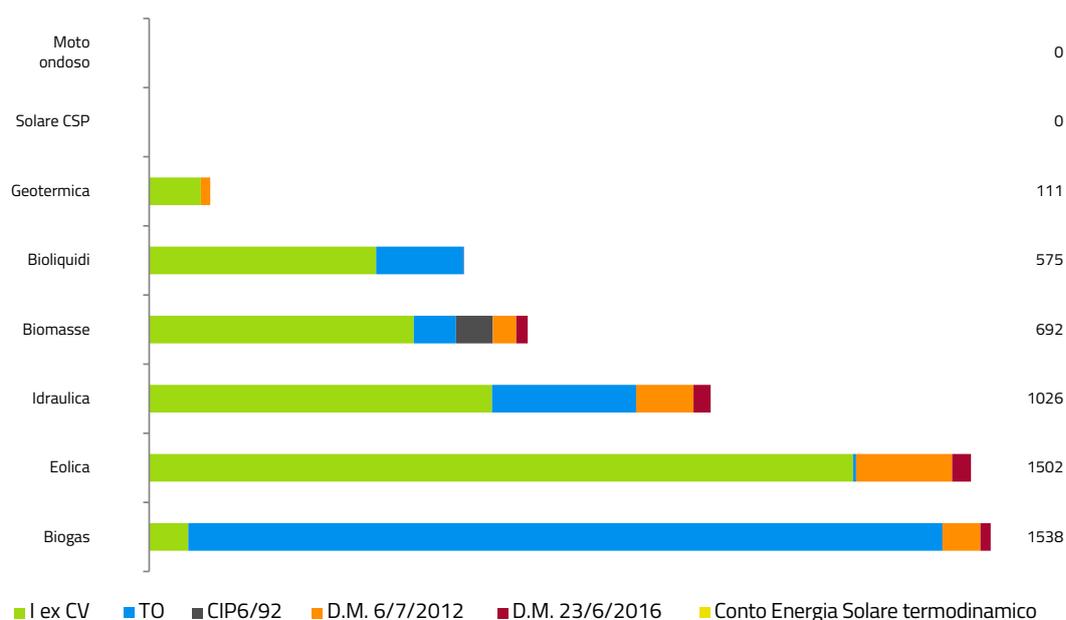
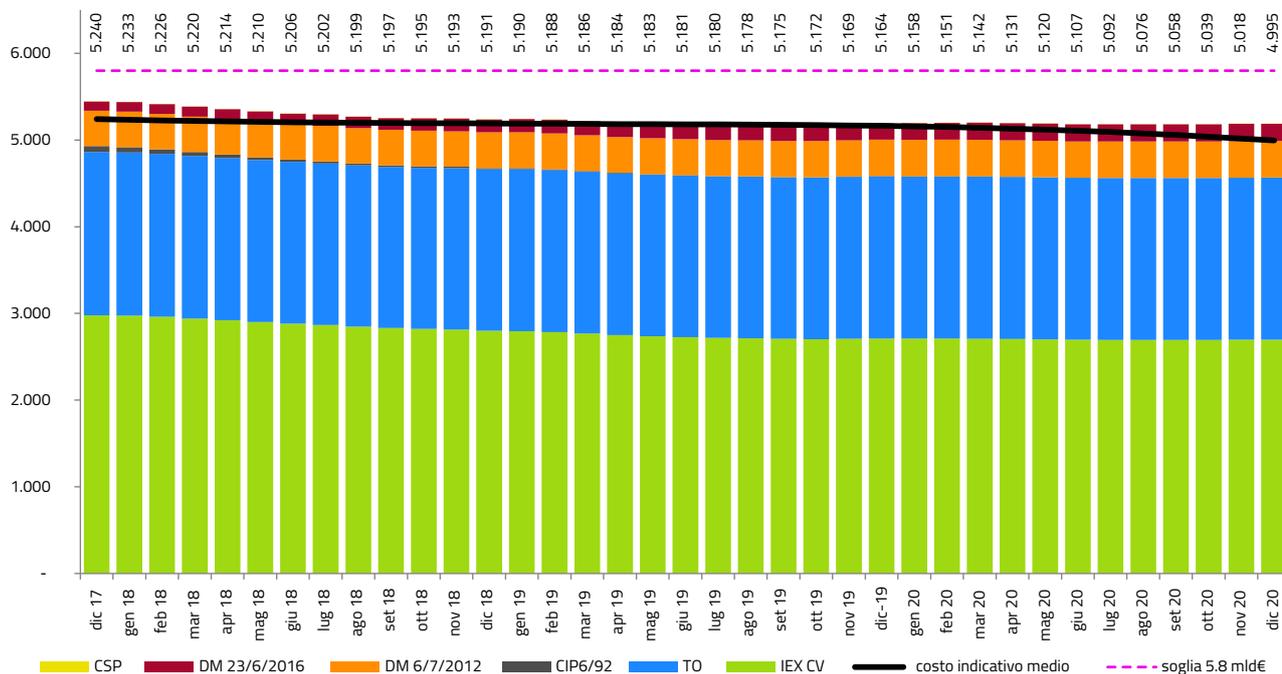


FIGURA 24 - Scenario evolutivo del costo indicativo annuo e del costo indicativo medio annuo, per meccanismo

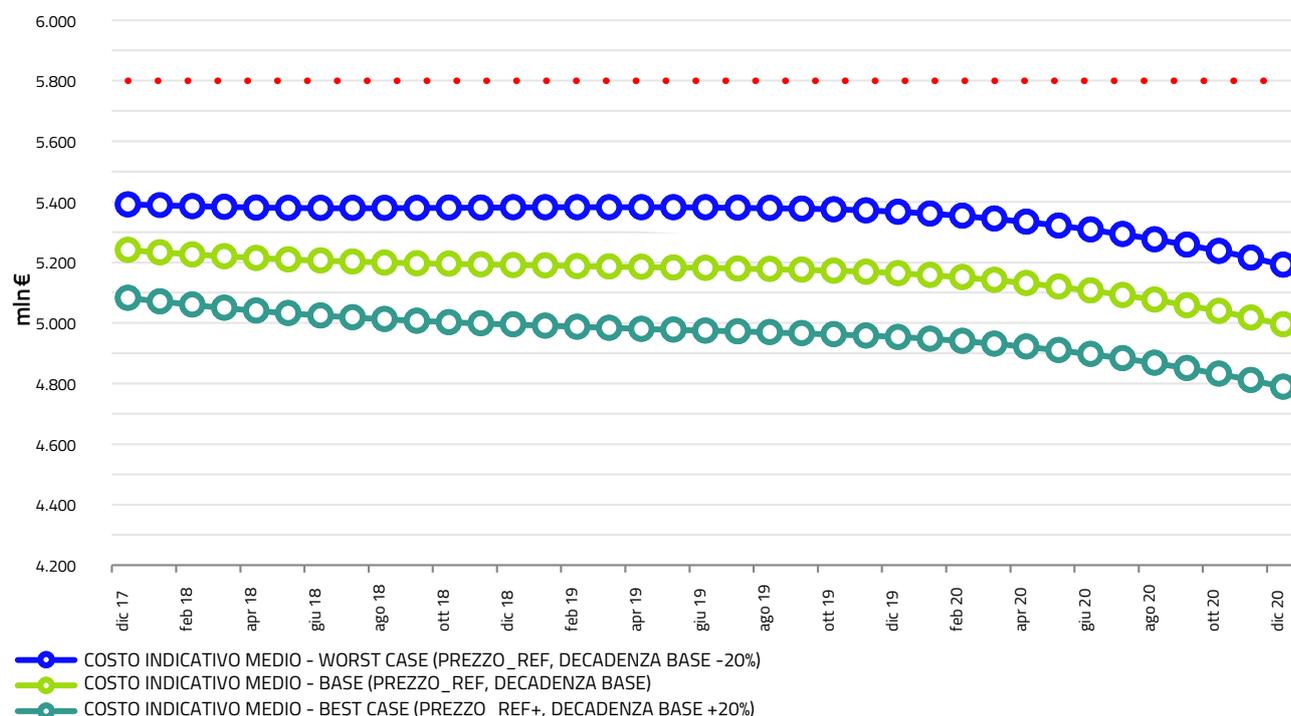


Oltre allo scenario evolutivo base, elaborato ai sensi del DM 23 giugno 2016, il GSE conduce periodicamente un’analisi di sensitività sui parametri di maggior impatto sul costo indicativo, in modo da individuare un possibile range di variabilità del costo indicativo medio e della sua distanza dal limite 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 del 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 2017, 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 25 - Sensitività del costo indicativo medio ai principali parametri di calcolo



A dicembre 2017, 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 ad incrementarsi nel medio termine, fino ad un massimo di circa 410 mln€.

2.6 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 (primo 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 secondo 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 terzo 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 n. 129 (cosiddetta «legge salva Alcoa») sono poi state confermate le tariffe dell'anno 2010 del secondo 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 (quarto 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 (quinto 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 quinto CE.

Di conseguenza, le nuove regole del quinto CE hanno avuto applicazione a partire dal 27 agosto 2012, ovvero decorsi 45 giorni solari dalla data di pubblicazione della deliberazione dell'Autorità.

Il D.M. 5 luglio 2012 ha stabilito poi che il quinto 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 quinto CE ha confermato in parte le disposizioni già previste dal quarto CE e ha introdotto nuove regole. In particolare, in luogo di un premio incentivante fisso erogato sulla base dell'energia elettrica prodotta, è stato definito un incentivo composto di due aliquote (su due quote diverse dell'energia prodotta):

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

Le disposizioni di incentivazione degli impianti fotovoltaici hanno cessato di applicarsi (nel senso che non potevano accedervi operatori ulteriori rispetto a quelli che avevano già ottenuto il diritto all'incentivazione) il 6 luglio 2013, decorsi trenta giorni dalla data di raggiungimento del costo indicativo cumulato annuo di 6,7 mld€. Tale data è stata individuata dall'ARERA con la deliberazione 250/2013/R/EFR del 6 giugno 2013.

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

2.6.1 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 2017 risultano aver beneficiato dell'incentivazione in CE 549.114 impianti, per una potenza totale di 17.502 MW, di cui:

- 5.463 con il primo CE, per una potenza di 151 MW;
- 203.300 con il secondo CE, per una potenza di 6.755 MW;
- 38.700 con il terzo CE, per una potenza di 1.542 MW;
- 204.039 con il quarto CE, per una potenza di 7.673 MW;
- 97.612 con il quinto CE, per una potenza di 1.381 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 (secondo CE) aveva introdotto la possibilità di ottenere maggiorazioni delle tariffe incentivanti per gli impianti in Scambio sul Posto a seguito di interventi di riqualificazione energetica dell'unità immobiliare servita dall'impianto fotovoltaico e per nuovi edifici particolarmente performanti. L'applicazione di tale premio abbinato a un uso efficiente dell'energia ha trovato continuità nell'ambito del terzo e quarto CE. Al 31 dicembre 2017 sono pervenute complessivamente 3.053 richieste.

FIGURA 26 - Evoluzione del numero (a sinistra) e della potenza (a destra) degli impianti fotovoltaici incentivati per CE di riferimento

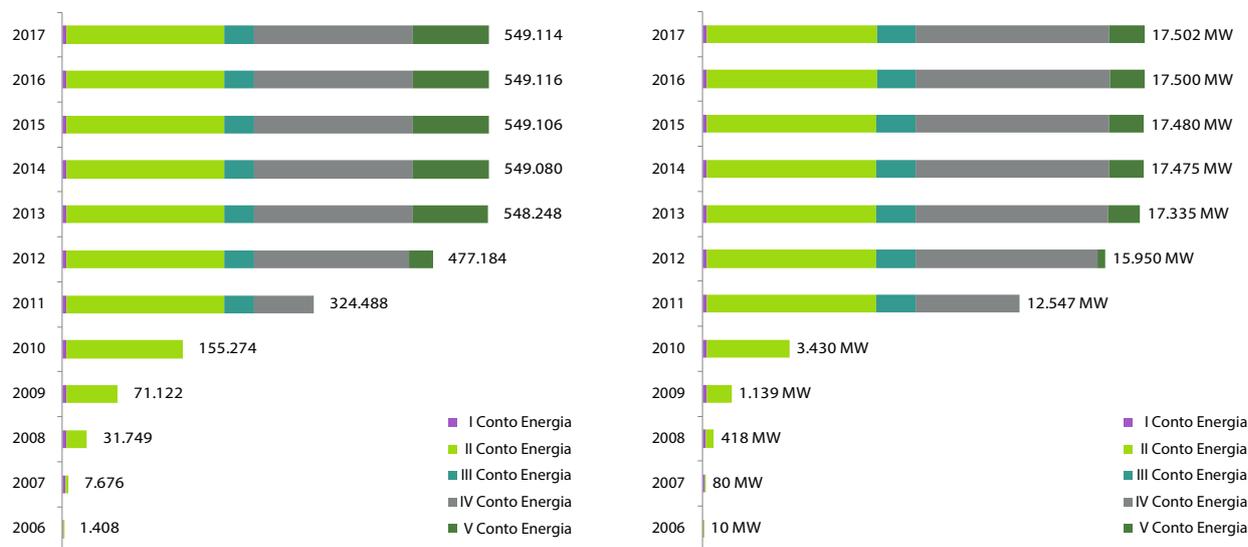
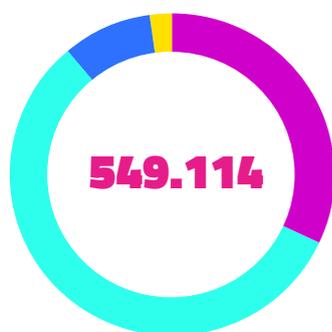
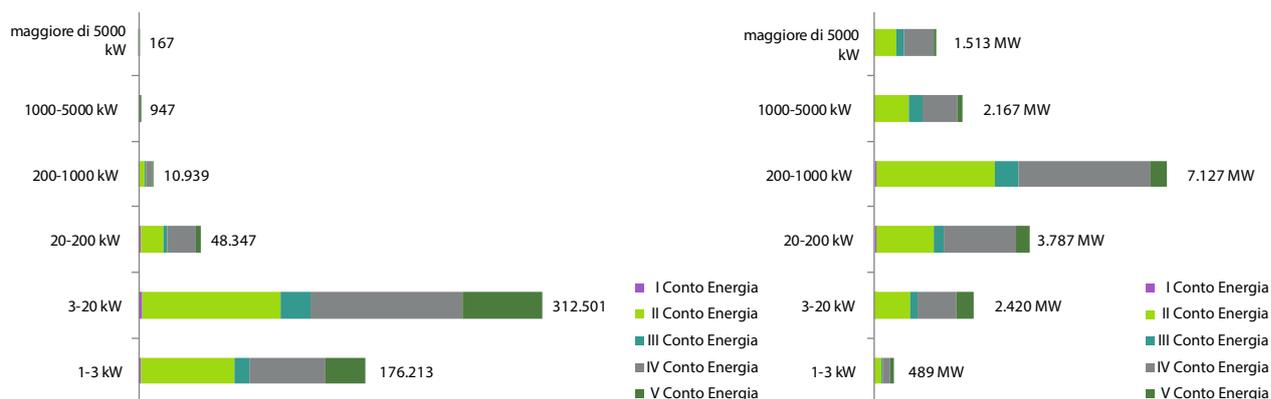
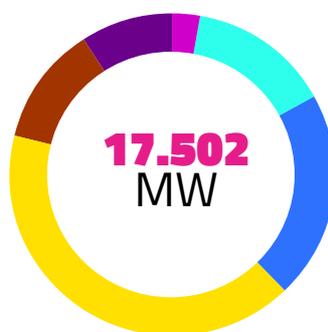


FIGURA 27 - Distribuzione del numero (a sinistra) e della potenza (a destra) degli impianti fotovoltaici incentivati nel 2017 per classe di potenza e CE di riferimento



32% 1-3 kW
57% 3-20 kW
9% 20-200 kW
2% 200-1000 kW
0% 1000-5000 kW
0% maggiore di 5000 kW



3% 1-3 kW
14% 3-20 kW
21% 20-200 kW
41% 200-1000 kW
12% 1000-5000 kW
9% maggiore di 5000 kW

TABELLA 36 - 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
I CE	1.403	4.241	5.174	5.721	5.463	5.463	5.463	5.463	5.463	5.463	5.463	5.463
II CE	5	3.435	26.575	65.401	149.811	203.272	203.272	203.278	203.285	203.285	203.289	203.300
III CE	-	-	-	-	-	38.601	38.693	38.707	38.709	38.711	38.711	38.700
IV CE	-	-	-	-	-	77.152	199.795	203.912	204.015	204.036	204.042	204.039
V CE	-	-	-	-	-	-	29.961	96.888	97.608	97.611	97.611	97.612
Totale complessivo	1.408	7.676	31.749	71.122	155.274	324.488	477.184	548.248	549.080	549.106	549.116	549.114

TABELLA 37 - 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
I CE	9	61	126	162	151	151	151	151	151	151	151	151
II CE	0	18	292	976	3.279	6.731	6.731	6.734	6.735	6.735	6.755	6.755
III CE	-	-	-	-	-	1.543	1.543	1.543	1.543	1.543	1.543	1.542
IV CE	-	-	-	-	-	4.122	7.231	7.638	7.669	7.674	7.674	7.673
V CE	-	-	-	-	-	-	294	1.269	1.377	1.377	1.377	1.381
Totale complessivo	10	80	418	1.139	3.430	12.547	15.950	17.335	17.475	17.480	17.500	17.502

Energia incentivata e corrispettivi erogati

Nel 2017 l'energia incentivata risulta complessivamente pari a circa 22,1 TWh, 1,4 TWh in più rispetto al 2016, principalmente a seguito delle migliori condizioni di irraggiamento. C'è da ricordare che il 2016 è risultato essere un anno con moderata producibilità fotovoltaica.

Di conseguenza, nel 2017 risultano corrispettivi erogati per 6.404 mln€, circa 400 mln€ in più rispetto al 2016. I corrispettivi erogati derivano in modo preponderante dal II CE (3.127 mln€ a fronte di 8.696 GWh) e dal IV CE (2.359 mln€ a fronte di 9.549 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 28 - Evoluzione dell'energia incentivata (a sinistra) e dei corrispettivi erogati (a destra) agli impianti fotovoltaici per CE di riferimento

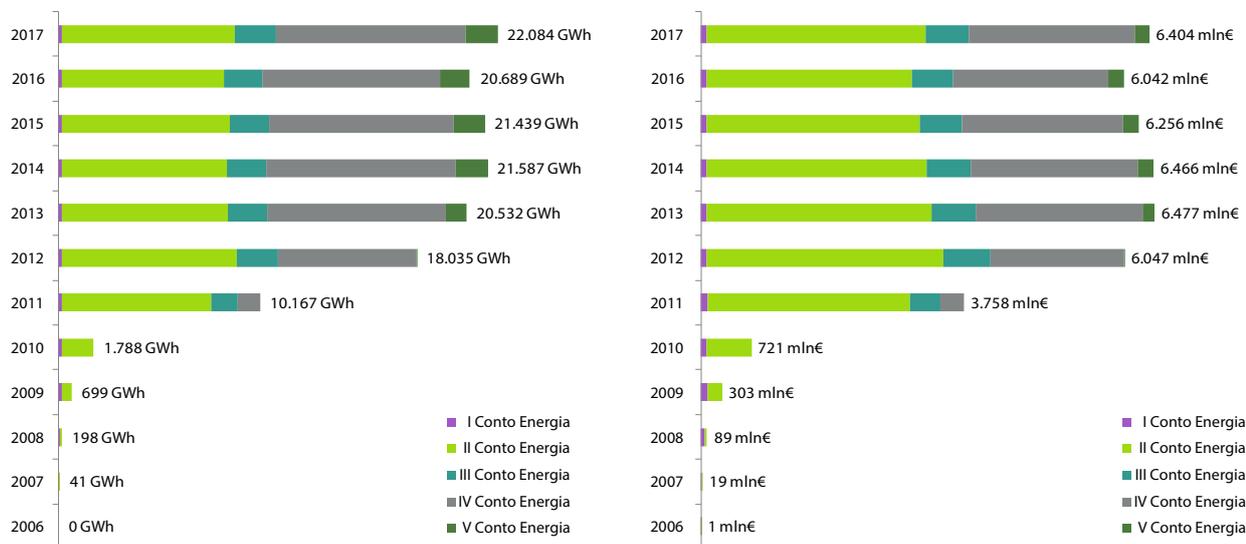


FIGURA 29 - Distribuzione dell'energia incentivata (a sinistra) e dei corrispettivi erogati (a destra) agli impianti fotovoltaici incentivati nel 2017 per classe di potenza e CE di riferimento

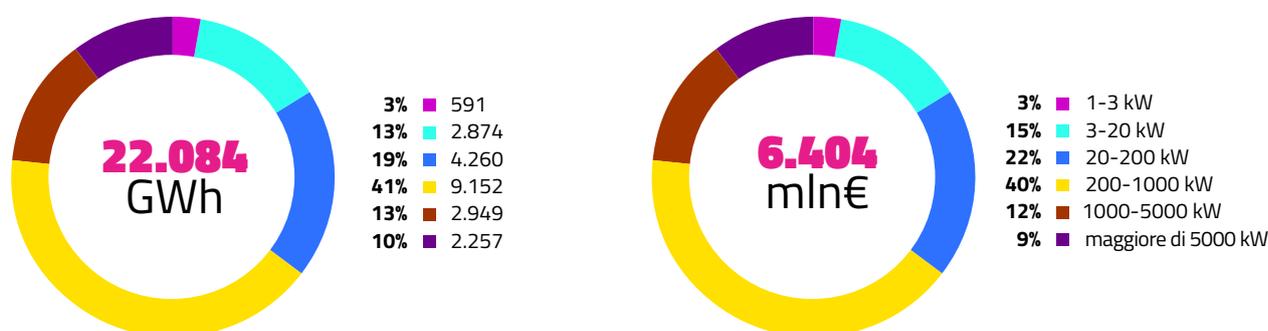
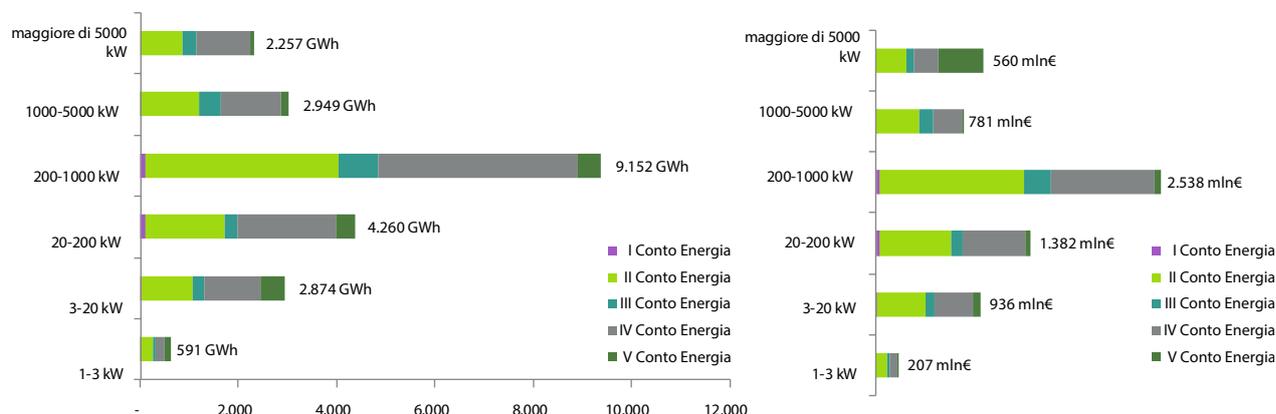


TABELLA 38 - Evoluzione dell'energia incentivata per CE di riferimento [GWh]

Decreto	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
I CE	0	38	116	197	186	199	197	188	191	185	178	195
II CE	0	4	82	502	1.602	7.507	8.786	8.349	8.310	8.431	8.163	8.696
III CE	-	-	-	-	-	1.336	2.059	1.959	1.953	1.978	1.899	2.032
IV CE	-	-	-	-	-	1.125	6.959	8.983	9.531	9.285	8.942	9.549
V CE	-	-	-	-	-	-	35	1.054	1.602	1.560	1.507	1.612
Totale complessivo	0	41	198	699	1.788	10.167	18.035	20.532	21.587	21.439	20.689	22.084

TABELLA 39 - 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
I CE	1	17	55	96	85	91	90	86	83	81	77	85
II CE	0	2	35	207	636	2.894	3.376	3.204	3.143	3.038	2.942	3.127
III CE	-	-	-	-	-	440	672	639	627	602	579	617
IV CE	-	-	-	-	-	332	1.904	2.381	2.384	2.307	2.223	2.359
V CE	-	-	-	-	-	-	4	167	228	228	222	215
Totale complessivo	1	19	89	303	721	3.758	6.047	6.477	6.466	6.256	6.042	6.404

2.6.2 La rimodulazione degli incentivi per gli impianti fotovoltaici

Il D.L. n. 91 del 24 giugno 2014, convertito con modificazioni dalla L. 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.

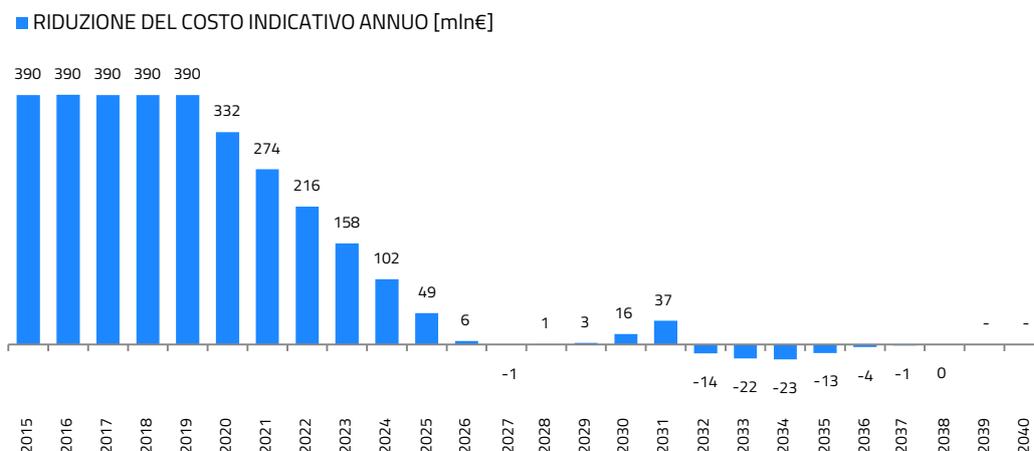
TABELLA 40 - Adesione degli impianti fotovoltaici alle diverse opzioni di rimodulazione

OPZIONE RIMODULAZIONE	Decreto	Numero	Potenza (MW)	Riduzione tariffa nel 2017 [%]
A		180	93	20%
	Primo CE	1	0	25%
	Secondo CE	49	25	21%
	Terzo CE	17	11	20%
	Quarto CE	94	46	19%
	Quinto CE	19	10	18%
B		4.805	3.846	14%
	Primo CE	41	18	22%
	Secondo CE	1.879	1.381	15%
	Terzo CE	393	331	15%
	Quarto CE	2.185	1.884	13%
	Quinto CE	307	232	11%
C		7.893	6.641	7%
	Primo CE	72	42	7%
	Secondo CE	3.338	2.794	7%
	Terzo CE	697	724	7%
	Quarto CE	3.388	2.770	7%
	Quinto CE	398	312	7%
Totale		12.878	10.580	10%

L'insieme degli impianti interessati dalla rimodulazione comprende poco più di 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 2017 corrisponde una riduzione media dell'incentivo del 20% rispetto al 2014; circa il 37,3% ha optato per l'**opzione B**, cui nel 2017 corrisponde una riduzione media dell'incentivo del 14% rispetto al 2014; infine, il 61,3% rientra nell'**opzione C**, cui nel 2017 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 2017 pari a circa 390 mln€ rispetto ad uno scenario senza applicazione dello spalmaincentivi.

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 nelle **opzioni 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 30 - Scenario di riduzione del costo indicativo annuo legato alla rimodulazione degli incentivi degli impianti fotovoltaici [mln€]



2.6.3 Interventi di modifica effettuati sugli impianti

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 2017 risultano pervenute al GSE circa 31.500 comunicazioni relative a interventi di modifica realizzati su impianti fotovoltaici incentivati, di cui circa 13.400 nel corso del solo 2017, incluse 263 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 1.080 al 31 dicembre 2017 (339 nel corso del 2017).

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

FIGURA 31 - Interventi di modifica effettuati sugli impianti comunicati nel 2017

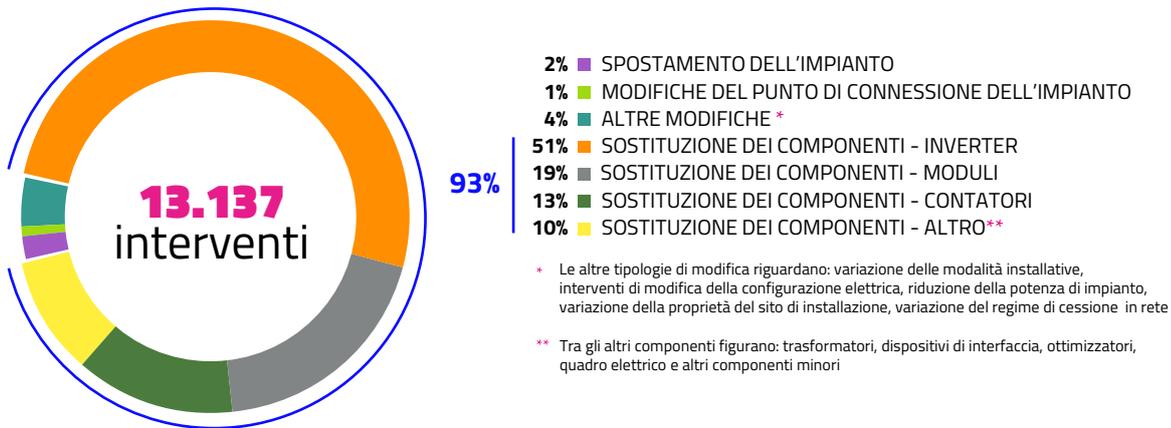


FIGURA 32 - Interventi di modifica effettuati sugli impianti: suddivisione per CE di riferimento, classe di potenza e tipologia di installazione

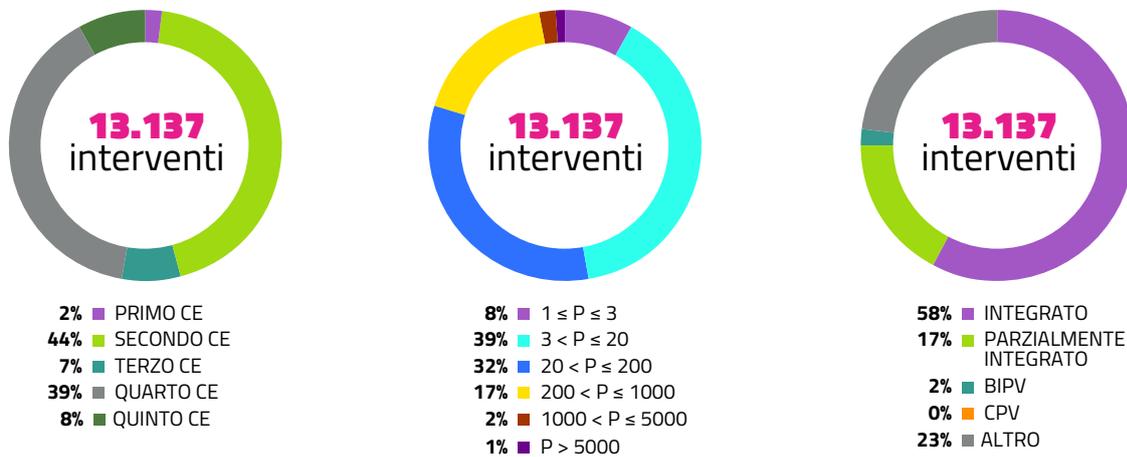
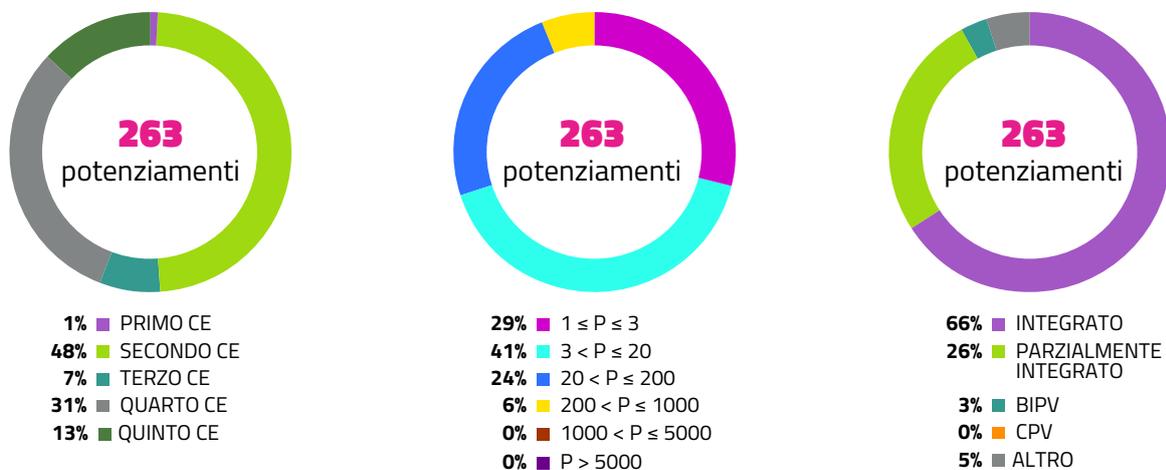


FIGURA 33 - Interventi di potenziamento non incentivato di impianti esistenti: suddivisione per CE di riferimento, classe di potenza* e tipologia di installazione



* 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.

2.6.4 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:

- primo CE (D.M. 28 luglio 2005 e D.M. 6 febbraio 2006);
- secondo CE (D.M. 19 febbraio 2007);
- terzo CE (D.M. 6 agosto 2010);
- quarto 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);
- quinto 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.

Tipologia impianti	Numerosità impianti	Numerosità moduli fotovoltaici
DOMESTICO	317.275	6.269.954
PROFESSIONALE	105.062	67.276.088
TOTALE	422.337	73.546.042

Impianti fotovoltaici in CE interessati dalla disciplina sui RAEE

Per i beneficiari del quarto e del quinto 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 corso dell'anno 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 2017 le attività hanno riguardato circa 1.420 impianti di taglia professionale (impianti di potenza nominale superiore o uguale a 10 kW) entrati in esercizio a partire dall'anno 2006 e incentivati ai sensi del I e II CE.

2.7 I SISTEMI SEMPLICI DI PRODUZIONE E CONSUMO

Il D.Lgs. 115/08 e s.m.i., di attuazione della direttiva europea 2006/32/CE relativa all'efficienza degli usi finali dell'energia e i servizi energetici, definisce i Sistemi Efficienti di Utenza e i sistemi a essi equiparati, attribuendo all'Autorità il compito di definire i criteri e le condizioni per l'erogazione dei servizi di connessione, trasmissione, distribuzione, misura e dispacciamento, tenendo conto delle agevolazioni previste.

L'Autorità, mediante il provvedimento 578/2013/R/eel e s.m.i., ha quindi definito, con decorrenza dal 1° gennaio 2014, le modalità per la regolazione dei servizi di connessione, di misura, di trasmissione, di distribuzione, di dispacciamento e di vendita per le configurazioni impiantistiche che rientrano nella categoria dei Sistemi Semplici di Produzione e Consumo, dando attuazione a quanto previsto dalla normativa primaria di riferimento.

I Sistemi Semplici di Produzione e Consumo (SSPC) 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, 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 SSP 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 o D;
- ASAP: Altri Sistemi di Auto Produzione;
- ASE: Altri Sistemi Esistenti.

Per effetto del D.L. n. 244 del 30 dicembre 2016, (c.d. decreto "Milleproroghe") l'energia elettrica prodotta e consumata all'interno di un sistema elettrico (energia autoconsumata) è esente dal pagamento degli oneri di sistema, a eccezione della componente tariffaria MCT che ha continuato a trovare applicazione fino al 31 dicembre 2016 per i sistemi diversi da quelli rientranti nelle categorie SEU, SEESEU-A, SEESEU-B e SEESEU-D.

L'appartenenza di un sistema elettrico a una delle categorie costituenti i SSPC consente inoltre di beneficiare dell'esenzione dal pagamento delle tariffe di dispacciamento sull'energia autoconsumata (diversamente da quanto avviene per i sistemi elettrici complessi, anche detti reti private o Sistemi di Distribuzione Chiusi-SDC).

Per tale motivo alcuni gestori di reti private aventi i requisiti per appartenere agli ASSPC, hanno richiesto al GSE, in accordo alle previsioni regolatorie, il passaggio da SDC a ASSPC.

Nel 2017 l'Autorità, con la Delibera 276/2017/R/eel del 20/04/2017 (di seguito Delibera) emanata in applicazione del decreto legge c.d. "Milleproroghe", ha 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 30/04/2017, il GSE definisca una procedura semplificata finalizzata a identificarli e classificarli, previa verifica di conformità alla normativa e alla regolazione di riferimento. Tale procedura, proposta dal GSE, è stata approvata dall'Autorità nel corso del 2017. 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 (suddivisi in 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 3/08/2017 il Regolamento per lo svolgimento delle attività istruttorie finalizzate alla definizione degli ambiti territoriali delle Reti Interne di Utenza (RIU) e con la Delibera 874/2017/E/eel del 21/12/2017 il Regolamento per l'effettuazione di interventi ispettivi sugli ASSPC qualificati come SEU o SEESEU.

Al 31 dicembre 2017 risultavano pervenute al GSE 22.590 richieste di qualifica SEU e SEESEU, per una potenza totale dei sistemi di circa 8,96 GW. Tra le richieste di qualifica ne figurano 23 pervenute da gestori di reti private richiedenti il passaggio del sistema da SDC a ASSPC.

Circa il 96% di tutte le istanze ha richiesto la qualifica SEU, mentre solo il 4% è riferito alle altre categorie.

Nel corso del 2017 risultano pervenute 246 richieste di qualifica SEU o SEESEU di cui 82 relative a sistemi già qualificati e oggetto di modifica. Le qualifiche riconosciute al 31 dicembre 2017 sono invece pari a 17.742, di cui 6.658 rilasciate nel 2017.

Il GSE, inoltre, in adempimento a quanto previsto dalla normativa, ha qualificato automaticamente i sistemi che usufruiscono del servizio di SSP.

FIGURA 34 - Istanze di qualifica SEU/SEESEU nel corso del 2015, 2016 e 2017

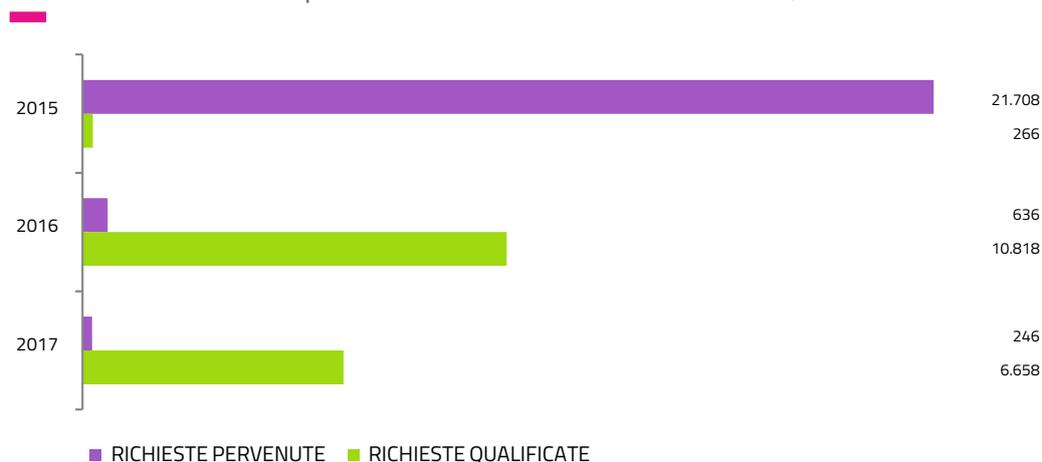
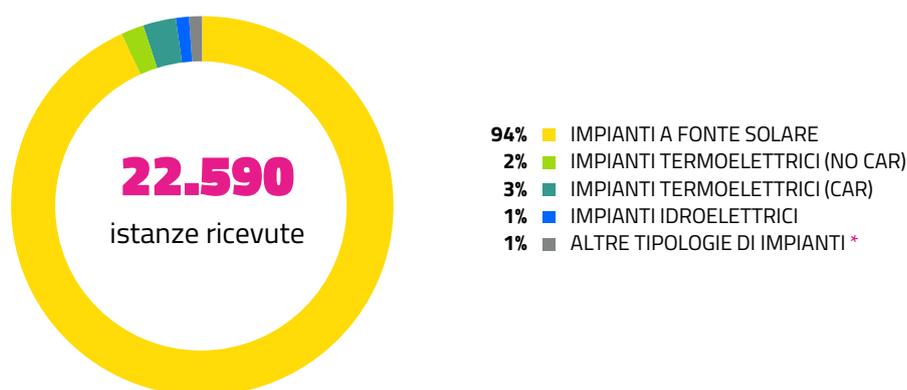


FIGURA 35 - Quadro cumulato delle istanze di qualifica SEU/SEESEU ricevute dal GSE nel 2015, 2016 e 2017: suddivisione per fonte



* Mista: Potenza differente tra le diverse configurazioni (solo richieste multiconfigurate)

FIGURA 36 - Quadro cumulato delle istanze di qualifica SEU/SEESEU ricevute dal GSE nel 2015, 2016 e 2017: suddivisione per categoria

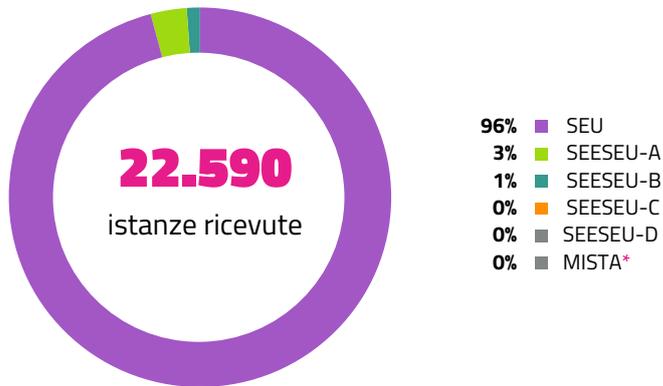


FIGURA 37 - Quadro cumulato delle istanze di qualifica SEU/SEESEU ricevute dal GSE nel 2015, 2016 e 2017: suddivisione per classe di potenza

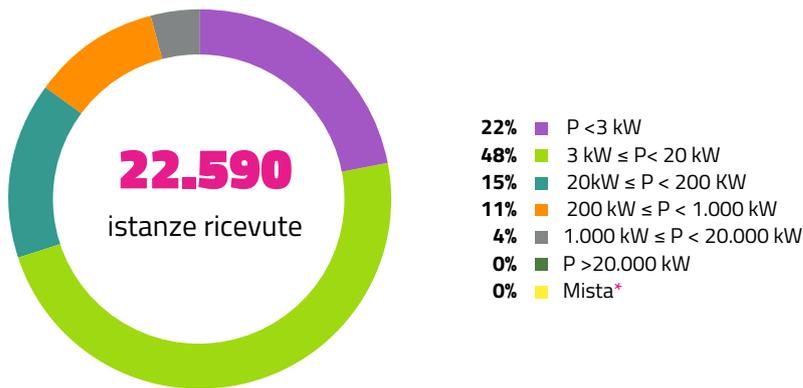
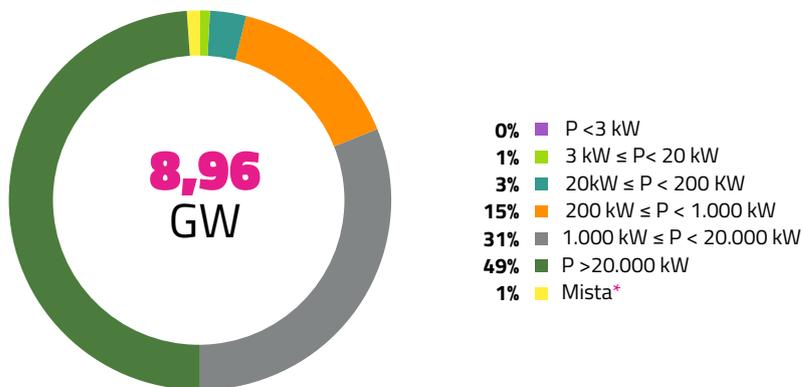


FIGURA 38 - Quadro cumulato della potenza delle istanze di qualifica SEU/SEESEU ricevute dal GSE nel 2015, 2016 e 2017: suddivisione per classe di potenza



* Mista: Potenza differente tra le diverse configurazioni (solo richieste multiconfigurate)

2.8 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 deliberazione 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 garanzie di origine, successivamente aggiornate in data 15 giugno 2017.

Al 31 dicembre 2017 sono pervenute complessivamente 1.445 comunicazioni di avvenuta installazione di sistemi di accumulo di energia installati su impianti fotovoltaici, di cui 942 relative al 2017, descrivendo dunque un trend in grande crescita. Risultano inoltre 110 richieste di valutazione preventiva; a queste si aggiunge una comunicazione di avvenuta installazione di sistema di accumulo accoppiato ad un impianto di generazione da fonte eolica.

FIGURA 39 - Numero cumulato di sistemi di accumulo installati su impianti fotovoltaici incentivati



Con riferimento agli accumuli installati sugli impianti fotovoltaici incentivati nel 2017, 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, le batterie installate sull'86% degli impianti sono al litio.

FIGURA 40 - Distribuzione, per CE, dei sistemi di accumulo installati su impianti fotovoltaici incentivati nel 2017

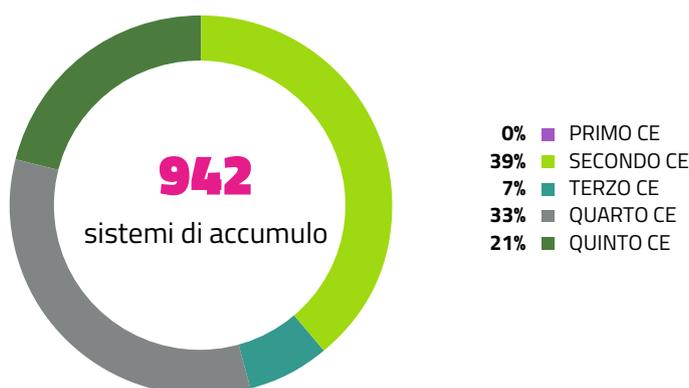


FIGURA 41 - Distribuzione, per classe di potenza, dei sistemi di accumulo installati su impianti fotovoltaici incentivati nel 2017

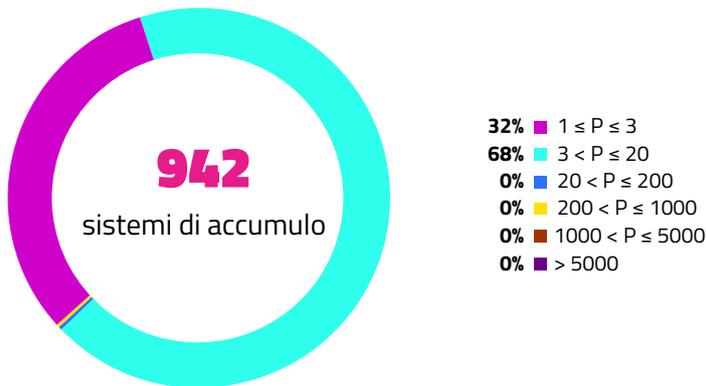


FIGURA 42 - Distribuzione, per tipologia di installazione del fotovoltaico, dei sistemi di accumulo installati su impianti fotovoltaici incentivati nel 2017

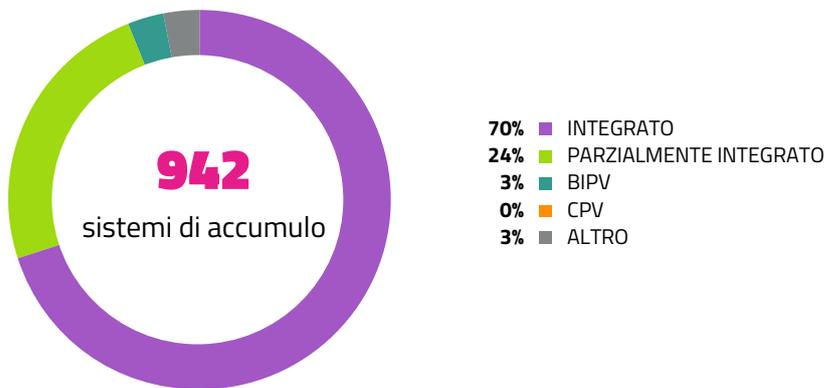


FIGURA 43 - Distribuzione, per tipologia di configurazione, dei sistemi di accumulo installati su impianti fotovoltaici incentivati nel 2017

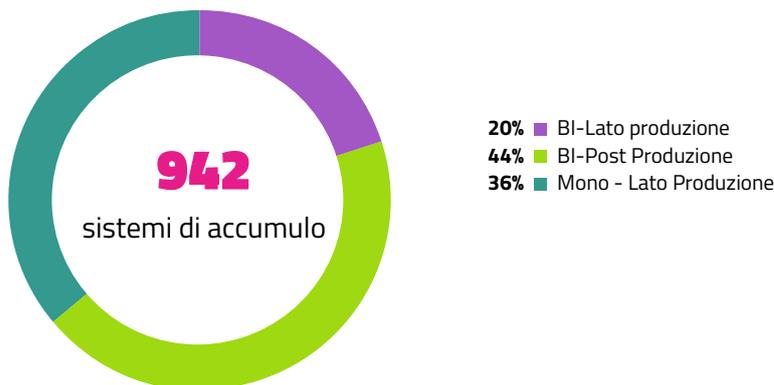
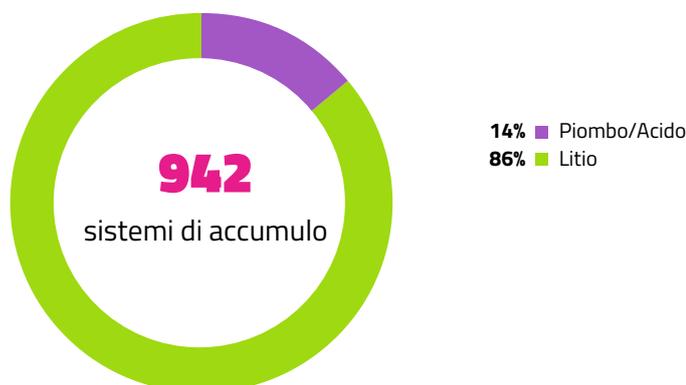


FIGURA 44 - Distribuzione, per tecnologia, dei sistemi di accumulo installati su impianti fotovoltaici incentivati nel 2017

2.9 SERVIZI DI RITIRO DELL'ENERGIA

2.9.1 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, 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 deliberazione 618/2013/R/efr, ha modificato la deliberazione 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 deliberazione 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 deliberazione, 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 2017, di seguito riportati.

L'articolo 15 dell'Allegato A alla deliberazione 280/07, come modificata dalla deliberazione 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 ad un trader ovvero sia commercializzata direttamente presso i mercati organizzati dell'energia elettrica.

TABELLA 41 - PMG per l'anno 2017

Fonte	Quantità di energia elettrica ritirata su base annua	PMG per l'anno 2017 (€/MWh)
Biogas da fermentatori anaerobici, biomasse solide e biomasse liquide	fino a 2.000.000 kWh	92,3
Biogas da discarica	fino a 1.500.000 kWh	49,0
Eolica	fino a 1.500.000 kWh	49,0
Solare fotovoltaico	fino a 1.500.000 kWh	39,0
	fino a 250.000 kWh	153,3
Idrica	oltre 250.000 e fino a 500.000 kWh	105,4
	oltre 500.000 e fino a 1.000.000 kWh	66,6
	oltre 1.000.000 e fino a 1.500.000 kWh	57,7
Geotermica	fino a 1.500.000 kWh	51,1
Fonti diverse dalle altre	fino a 1.500.000 kWh	39,0

Risultati nel 2017 ed evoluzione storica

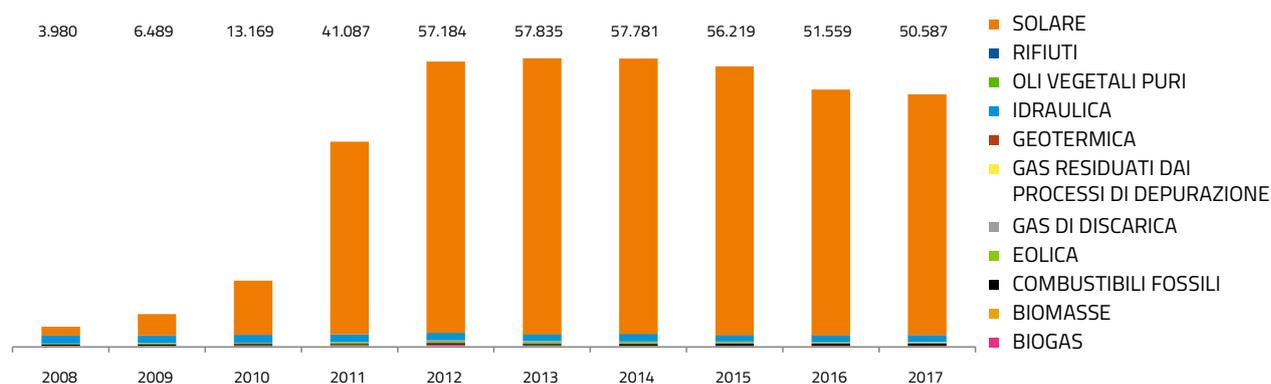
Nel corso del 2017 risultano aver beneficiato del regime di RID 50.587 impianti per una potenza complessiva di 9.908 MW. L'energia ritirata nel 2017 risulta pari a 12,1 TWh, con un costo di circa 620 mln€. Tale onere complessivo risulta per il 68% ascrivibile a impianti solari, seguiti dagli impianti idroelettrici (18%) 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 prezzi minimi garantiti agli impianti operanti sul mercato libero ma che hanno stipulato una convenzione con conguaglio a PMG. Nel 2017 tali convenzioni hanno generato un costo di circa 7 mln€.

TABELLA 42 - Evoluzione del numero degli impianti in convenzione RID

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Biocombustibili liquidi	5	1	9	22	112	82	59	53	52	46
Biogas	112	109	124	127	253	90	83	82	77	78
Biomasse	34	49	83	91	54	34	28	26	26	26
Combustibili fossili	251	281	274	281	282	313	354	387	431	485
Eolica	117	143	188	251	373	372	345	297	203	202
Gas di discarica	71	74	94	104	145	125	119	118	101	97
Gas residuati dai processi di depurazione	4	6	6	7	10	9	11	10	10	10
Geotermica	1	1	1		1	1	1	1	1	-
Idraulica	1.616	1.499	1.513	1.519	1.472	1.415	1.483	1.296	1.298	1.282
Oli vegetali puri					2	2	2	2	2	3
Rifiuti	15	17	19	20	22	19	18	17	16	14
Solare	1.754	4.309	10.858	38.665	54.458	55.373	55.278	53.930	49.342	48.344
Totale	3.980	6.489	13.169	41.087	57.184	57.835	57.781	56.219	51.559	50.587

FIGURA 45 - Evoluzione del numero degli impianti in convenzione RID

TABELLA 43 - Evoluzione della potenza degli impianti in convenzione RID [MW]

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Biocombustibili liquidi	4	0	4	15	66	52	39	32	32	29
Biogas	99	90	101	108	203	71	66	62	61	58
Biomasse	65	96	120	123	82	58	45	27	23	24
Combustibili fossili	510	528	479	434	417	450	462	469	462	507
Eolica	1.653	2.378	3.200	4.000	4.622	4.219	2.930	2.473	1.008	415
Gas di discarica	103	113	129	143	177	157	145	134	118	107
Gas residuati dai processi di depurazione	13	9	9	9	11	10	11	11	10	10
Geotermica	60	60	60	-	0	0	0	0	0	-
Idraulica	1.653	1.194	1.164	1.171	1.128	1.015	1.051	979	813	621
Oli vegetali puri	-	-	-	-	3	3	3	3	3	4
Rifiuti	46	53	65	69	63	54	55	46	46	40
Solare	164	547	2.157	9.869	12.136	12.213	11.858	10.405	9.140	8.094
Totale	4.371	5.067	7.489	15.942	18.908	18.303	16.664	14.640	11.715	9.908

FIGURA 46 - Evoluzione della potenza degli impianti in convenzione RID [MW]

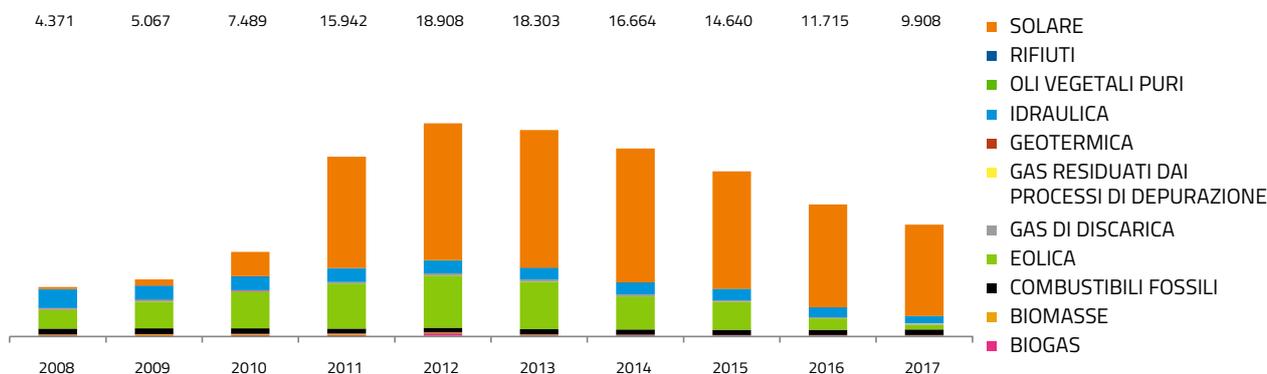


TABELLA 44 - Evoluzione dell'energia ritirata dagli impianti in convenzione RID [GWh]

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Biocombustibili liquidi	1	0	1	1	8	7	9	4	50	68
Biogas	203	190	271	319	204	161	187	177	139	150
Biomasse	63	153	188	139	144	134	117	48	55	42
Combustibili fossili	594	657	579	532	408	373	351	265	277	327
Eolica	1.650	2.962	4.783	5.372	7.446	6.589	4.975	3.066	1.414	692
Gas di discarica	327	359	399	470	515	455	356	307	275	253
Gas residuati dai processi di depurazione	32	31	34	31	32	34	31	33	39	34
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	2.091	1.470
Oli vegetali puri					0	0	0	0	0	1
Rifiuti	27	67	100	107	95	86	97	77	75	115
Solare	77	281	958	7.422	13.389	14.036	12.846	11.400	9.414	8.925
Totale	6.742	8.429	11.384	17.730	25.175	25.083	22.606	17.633	13.829	12.076

FIGURA 47 - Evoluzione dell'energia ritirata dagli impianti in convenzione RID [GWh]

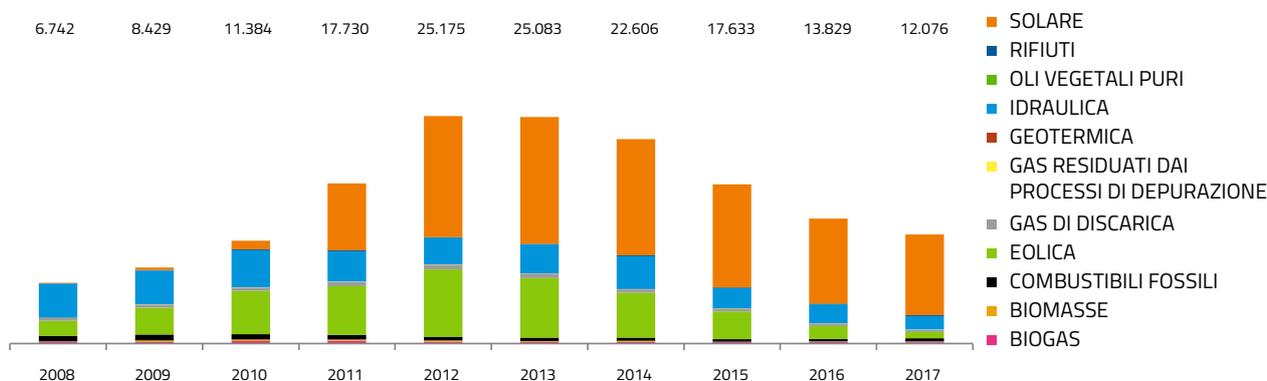
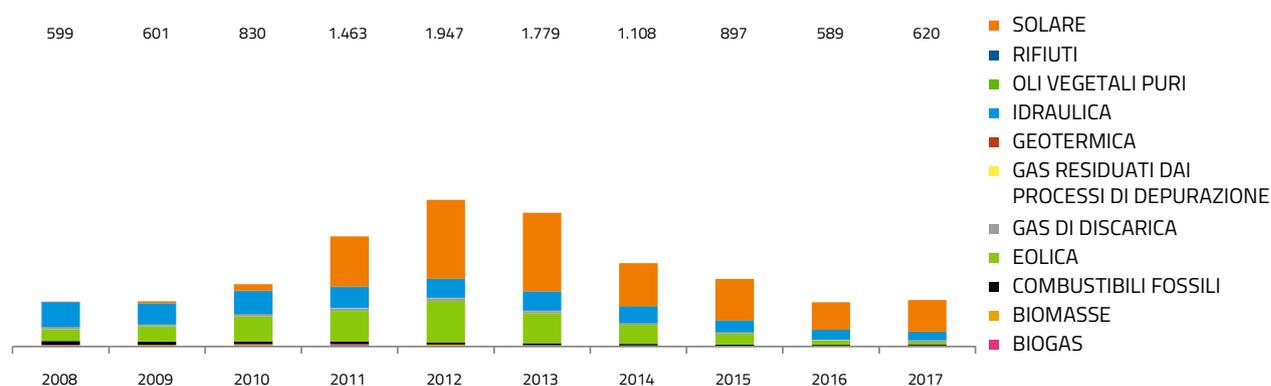


TABELLA 45 - Evoluzione del costo di ritiro dell'energia in convenzione RID [mln€]

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Biocombustibili liquidi	0	0	0	0	1	1	0	0	2	4
Biogas	17	13	18	23	16	11	10	10	7	8
Biomasse	5	11	14	11	11	8	6	3	2	2
Combustibili fossili	54	44	37	38	31	24	19	14	12	18
Eolica	151	199	333	403	548	402	253	147	54	35
Gas di scarica	28	24	27	35	39	30	19	16	12	14
Gas residuati dai processi di depurazione	4	3	3	3	3	3	2	2	2	2
Geotermica	1	0	0		0	0	0	0	0	-
Idraulica	330	277	305	274	249	252	225	152	132	109
Oli vegetali puri					0	0	0	0	0	0
Rifiuti	2	4	6	7	7	5	5	4	3	6
Solare	7	26	87	669	1.044	1.043	569	549	362	421
Totale	599	601	830	1.463	1.947	1.779	1.108	897	589	620

FIGURA 48 - Evoluzione del costo di ritiro dell'energia in convenzione RID [mln€]


2.9.2 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 euro dell'energia elettrica immessa in rete.

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

Il contributo è determinato dal GSE tenendo conto delle peculiari caratteristiche dell'impianto e dei profili

di consumo (prelievo) teorici e standard attribuiti a ciascun utente dello scambio. È calcolato sulla base delle informazioni che i gestori di rete 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 2017

Nel corso del 2017, gli impianti che risultano avere beneficiato del servizio di SSP sono 608.607, corrispondenti a una potenza complessiva di 5,2 GW. Rispetto al 2016 si osserva un incremento di oltre 40.000 convenzioni, per un totale di circa 309 MW.

Complessivamente l'energia immessa dagli impianti in SSP nel corso del 2017 risulta pari a 3.216 GWh, l'energia scambiata pari a 2.189 GWh, e il costo totale di ritiro pari a 313 mln€, di cui 36 mln€ per la remunerazione delle eccedenze. Tra le classi di potenza, la più rappresentativa è quella tra 3 e 20 kW, con oltre 360.000 impianti, oltre 2,52 GW di potenza, e un impatto di 194 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 49 - Evoluzione del numero degli impianti in SSP

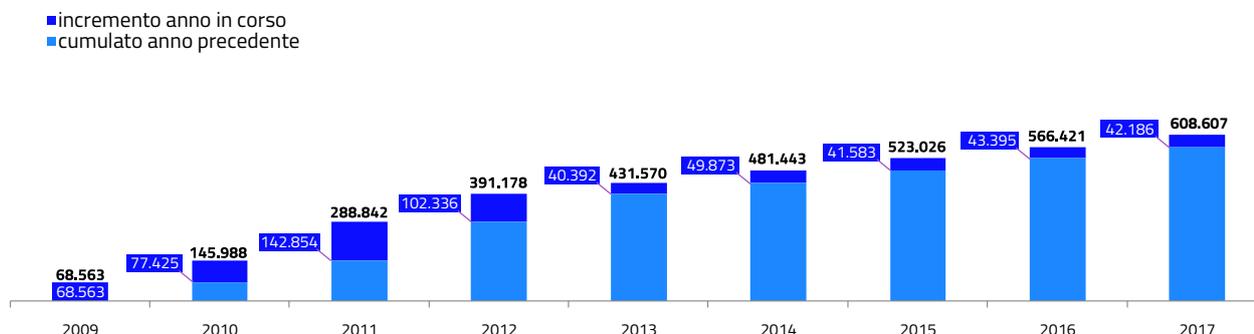


FIGURA 50 - Evoluzione della potenza degli impianti in SSP [MW]



TABELLA 46 - Dati sugli impianti in SSP nel 2017: 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	222.043	602	434	617	338	46	2	48
3 - 20 kW	361.443	2.522	1.773	2.944	1.143	174	21	194
20-500 kW	25.121	2.052	1.009	5.470	707	57	13	70
Totale complessivo	608.607	5.176	3.216	9.031	2.189	277	36	313

TABELLA 47 - Dati sugli impianti in SSP nel 2017: 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	607.830	5.148	3.196	8.933	2.171	275	36	311
Combustibili fossili	646	26	19	91	17	2	0	2
Eolica	77	0,69	0,20	1,46	0,17	0,02	0,001	0,03
Idraulica	17	0,21	0,28	0,17	0,10	0,01	0,01	0,02
Altri combustibili	16	0,79	0,27	3,28	0,25	0,03	0,001	0,03
Biogas	15	0,55	0,49	1,28	0,43	0,05	0,002	0,05
Biomasse	4	0,11	0,01	0,54	0,01	0,001	-	0,00
Gas di discarica	1	0,01	-	0,00	-	-	-	-
Geotermica	1	0,01	0,01	0,01	0,01	0,0007	-	0,00
Totale complessivo	608.607	5.176	3.216	9.031	2.189	277	36	313

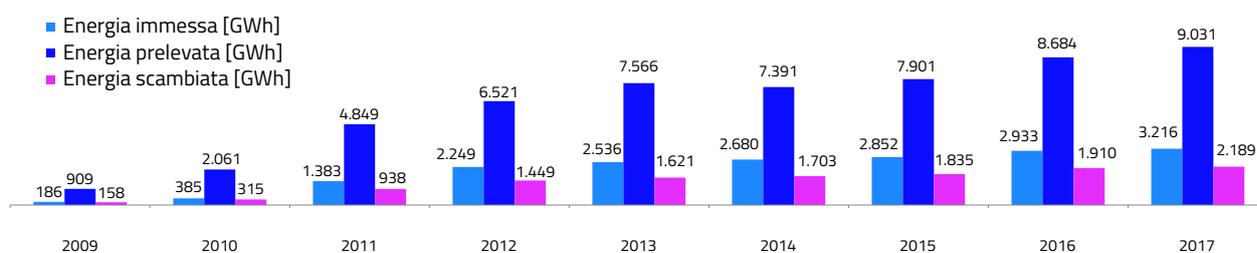
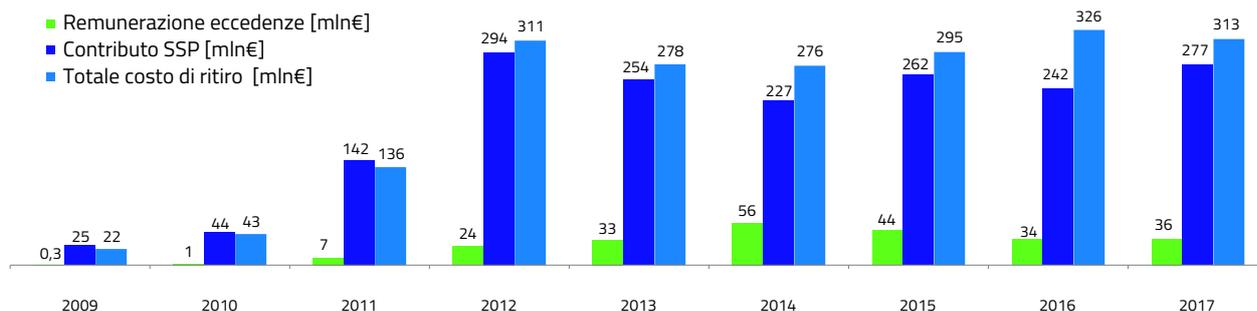
FIGURA 51 - Evoluzione dell'energia immessa, prelevata e scambiata dagli impianti in SSP [GWh]

FIGURA 52 - Evoluzione del costo di ritiro dell'energia degli impianti in SSP [mln€]


TABELLA 48 - 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	0,3	22
2010	145.988	1.136	385	2.061	315	44	1	43
2011	288.842	2.759	1.383	4.849	938	142	7	136
2012	391.178	3.775	2.249	6.521	1.449	294	24	311
2013	431.570	3.977	2.536	7.566	1.621	254	33	278
2014	481.443	4.262	2.680	7.391	1.703	227	56	276
2015	523.026	4.545	2.852	7.901	1.835	262	44	295
2016	566.421	4.867	2.933	8.684	1.910	242	34	326
2017	608.607	5.176	3.216	9.031	2.189	277	36	313

2.10 LA GESTIONE DELLE MISURE DELL'ENERGIA ELETTRICA

2.10.1 Le attività relative alla gestione delle misure

I processi e i flussi informativi connessi all'acquisizione e alla validazione dei dati di misura sono propedeutici all'erogazione dei corrispettivi previsti dai meccanismi di incentivazione, promozione e ritiro dell'energia elettrica da parte del GSE.

L'affinamento dei criteri di validazione delle misure innesca un processo di analisi che richiede un confronto continuo e strutturato con i gestori di rete e con i produttori per la valutazioni dei dati anomali.

In particolare le 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 gestori di rete, della coerenza e congruenza dei profili di misura con le caratteristiche tecniche e di producibilità degli impianti (validazione);
- gestione dei rapporti con i gestori di rete e, ove necessario, con i produttori, finalizzati a verificare la correttezza dei dati di misura acquisiti;
- gestione dei rapporti con i gestori di rete per 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 2016 sono state effettuate analisi per l'evoluzione e l'efficientamento dei processi operativi e dei sistemi informativi per la gestione delle misure, anche in attuazione dei più recenti aggiornamenti nella regolazione di riferimento, quali ad esempio i seguenti.

- D.M. del MiSE del 05/12/2013 (modalità di incentivazione del biometano immesso nella rete del gas naturale): è stata condotta un'analisi di fattibilità per la telelettura, ad opera del GSE, delle misure relative alle grandezze necessarie per il calcolo degli importi da erogare per l'incentivazione del biometano immesso nelle reti di trasporto. L'analisi di fattibilità è stata condotta considerando aspetti di natura prestazionale e tenendo conto degli standard dettati dalla normativa tecnica vigente, con particolare focalizzazione a quanto segue:
 - a. tipologia degli elementi costituenti l'intera catena di misura (elementi primari, convertitori di volumi, misuratori della composizione chimico-fisica, impianto di misura complessivo);
 - b. caratteristiche del sistema di misura al fine di garantire la massima affidabilità dei dati di misura;
 - c. caratteristiche tecniche (dispositivi antifrode, taratura, classe di precisione, correzione dei volumi, correzioni dell'energia) dei dispositivi di misura, in conformità con la normativa tecnica di riferimento, e con l'obiettivo di ridurre l'incertezza e gli errori di conversione dei dati in volume e in energia;
 - d. posizionamento degli strumenti di misura;
 - e. funzionalità dei sistemi di misura (programmazione, trasmissione dei dati, batteria di alimentazione, registrazione dei dati, profondità storica dei dati registrati, dettaglio dei dati rilevati, protocolli per la telelettura da remoto).

- Delibera 574/2014/R/eel (Disposizioni relative all'integrazione dei sistemi di accumulo di energia elettrica nel sistema elettrico nazionale): sono stati definiti i nuovi flussi informativi necessari per la determinazione dei corrispettivi da erogare nei meccanismi di incentivazione, promozione e ritiro dell'energia elettrica in caso di presenza di sistemi di accumulo.
- Delibera 595/2014/R/eel (Regolazione del servizio di misura dell'energia elettrica prodotta): prevede, 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 gestore di rete; in tale ambito sono state svolte dal GSE attività di monitoraggio volte a favorire l'attuazione della Delibera da parte dei soggetti interessati.

Nell'arco del 2017, inoltre, è stata condotta un'attività di analisi per l'affinamento dei criteri di validazione delle misure di energia elettrica acquisite dal GSE utilizzando informazioni di maggior dettaglio sui singoli impianti, utili a descriverne l'effettivo comportamento. Ciò ha permesso di integrare i criteri di validazione delle misure, basati su dati medi statistici, con altre informazioni specifiche dei singoli impianti, come ad esempio l'inclinazione dei pannelli e l'altitudine alla quale è ubicato l'impianto, in caso di impianti fotovoltaici, o le caratteristiche di funzionamento degli aerogeneratori, nel caso di impianti eolici.

2.10.2 I dati relativi alla gestione delle misure nel 2017

La gestione dei processi di incentivazione e di ritiro dell'energia elettrica ha comportato, per il 2017, una sostanziale conferma del numero dei dati acquisiti e delle misure gestite rispetto all'anno precedente.

In sintesi, nel corso dell'anno 2017, sono stati:

- gestiti i rapporti con 168 gestori di rete;
- acquisite circa 22 milioni di misure mensili (valori aggregati, per ciascun impianto, su base mensile dell'energia immessa, prodotta e prelevata dalla rete);
- processati circa 2,5 miliardi di dati puntuali di misura (riferiti ai valori di dettaglio quartorari, orari, per fasce o monorari).

Si riportano di seguito alcuni numeri indicativi dei dati gestiti nel corso del 2017, relativamente ai processi di incentivazione, promozione e ritiro dell'energia da parte del GSE.

TABELLA 49 - Quadro di riepilogo delle misure mensili acquisite nel periodo 2013-2017

MECCANISMO	2013	2014	2015	2016	2017
RID	672.924	679.997	633.377	567.948	592.985
TO	26.886	34.300	33.581	32.081	33.964
FTV I-IV	4.993.103	5.025.805	4.904.132	4.950.009	5.074.086
FTV V	1.897.886	2.368.542	2.372.158	2.276.904	2.289.716
SSP	9.597.352	10.951.458	11.371.944	13.170.008	14.158.182
CIP6/92	851	739	480	446	274
GO	9.182	9.284	9.554	6.398	10.254
CV/GRIN	30.318	32.416	30.584	29.466	34.354
FER-E	2.466	15.258	30.272	58.414	81.248
MPE	483	550	328	137	75
Totale	17.231.451	19.118.349	19.386.410	21.091.811	22.275.138

TABELLA 50 - Quadro di riepilogo dei dati puntuali di misura e fornitura processati nel periodo 2013-2017 [milioni]

MECCANISMO	2013	2014	2015	2016	2017
RID	496	500	450	415	432
TO	23,5	25	24,2	23,5	24,8
FTV I-IV	5,0	5,0	4,9	5,0	5,07
FTV V	1.638	1.700	1.700	1.667	1.704
SSP	203,8	207,8	209,1	214,5	230,46
CIP6/92	2,3	2	1,3	1,3	0,51
GO	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
CV/GRIN	22,5	23	22	21,6	25
FER-E	2,4	10	21,8	42,8	59,3
MPE	0,5	0,4	0,2	0,1	0,1
Totale	2.394	2.473	2.433	2.390	2.481

2.11 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 titoli di efficienza energetica 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 Titolarietà.

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*), 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 ad 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.

NOTE

* 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).

In applicazione del D.M. 24 dicembre 2014, Allegato 1 paragrafo 13.2, a partire dal 1° gennaio 2015 per le attività relative alla gestione delle richieste di variazione di titolarità dell'impianto, il GSE richiede il pagamento dei costi di istruttoria, così come definiti nel medesimo decreto e richiamati nel Manuale, variabili in base alla potenza dell'impianto e alla tipologia dei soggetti coinvolti (persona fisica/persona giuridica).

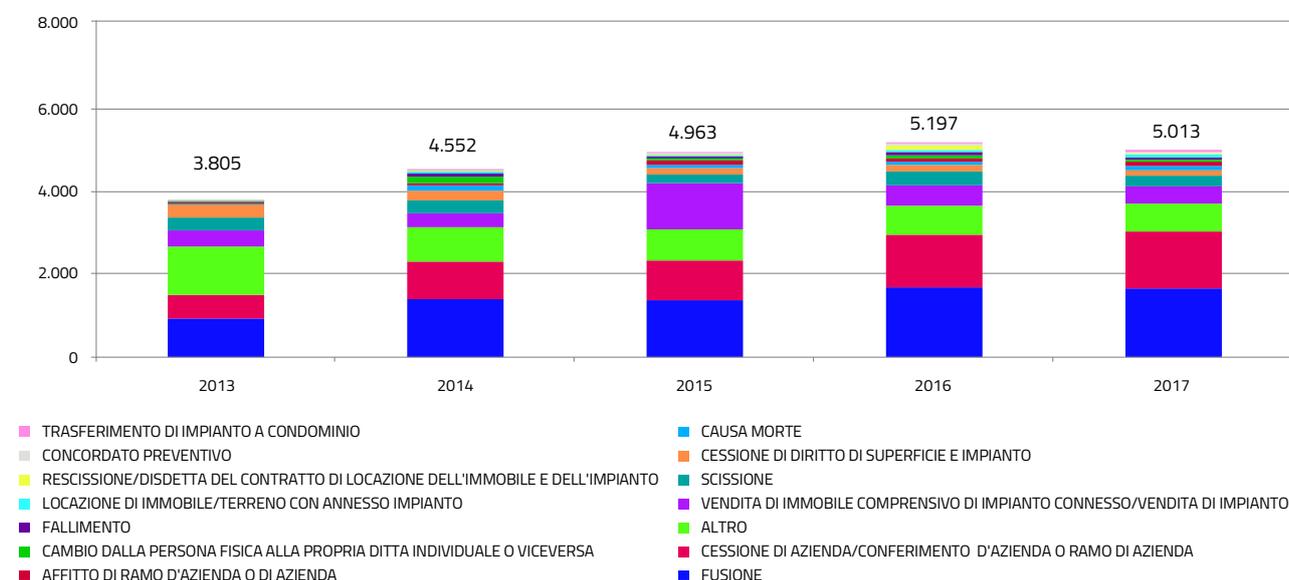
Nell'ambito dell'istruttoria, qualora l'operatore subentrante rientri tra i soggetti sottoposti alla verifica antimafia ai sensi del D.Lgs. 159/2011 e s.m.i., questi è tenuto ad inoltrare al GSE la documentazione prevista dal medesimo Decreto Legislativo, mediante l'apposita sezione del portale applicativo GWA, denominata Documentazione Antimafia. In assenza di tale documentazione non sarà possibile procedere con la valutazione della richiesta di trasferimento di titolarità.

TABELLA 51 - Evoluzione del numero di cambi di titolarità

Meccanismo	ANNO RICEZIONE RICHIESTA CT					2017% SUL TOTALE
	2013	2014	2015	2016	2017	
CE*	3.805	4.552	4.963	5.197	5.013	76%
SSP	87	332	541	864	1.215	18%
RID e TO	148	129	141	160	121	2%
Altri incentivi (FER-E, GRIN\CV, CB, CAR)	ND	ND	91	158	225	3%
Totale	4.040	5.013	5.736	6.379	6.574	

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

FIGURA 53 - Evoluzione del numero di cambi di titolarità per gli impianti in CE con indicazione della motivazione



PREVISIONE E VENDITA DELL'ENERGIA ELETTRICA

CAPITOLO 3



In questo capitolo vengono illustrate le principali attività di previsione e vendita sul mercato IPEX¹ GME dell'energia elettrica ritirata dal GSE e prodotta dagli impianti i cui titolari risultano aver stipulato una delle seguenti convenzioni: CIP6/92, Tariffa Onnicomprensiva (TO) di cui al D.M. 18/12/2008 e al D.M. 5/5/2011, Ritiro Dedicato (RID), Scambio sul Posto (SSP) e Tariffa Onnicomprensiva (TFO) di cui ai D.M. 5/7/2012, 6/7/2012 e 23/6/2016.

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

¹ 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 2017, relativa per oltre il 70% a unità a fonte rinnovabile non programmabile, è stata pari a 33,9 TWh, e ha rappresentato l'11,6% dell'energia totale transitata in borsa (piattaforma IPEX del GME) pari a 292,2 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_{50s} (ex A3) e quindi alla collettività.

Nel 2017 il GSE ha collocato, attraverso la presentazione di offerte di acquisto e vendita giornaliere sul MGP e sui MI, circa 34 TWh di energia elettrica.

I ricavi complessivi ottenuti per l'anno 2017 sono stati pari a 1.745 mln€.

Nella tabella 1 è rappresentato il trend mensile del controvalore dei ricavi delle vendite di energia sul MGP per l'anno 2017, mentre in tabella 2 è rappresentato il controvalore dei ricavi delle vendite di energia sul MGP per l'anno 2017, con una ripartizione per ogni zona di mercato.

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

Mese/Anno 2017	Quantità vendute su MGP (GWh)	Ricavi MGP (mln €)
Gennaio	2.212	158
Febbraio	2.211	121
Marzo	3.149	136
Aprile	3.514	146
Maggio	3.699	157
Giugno	3.576	173
Luglio	3.565	178
Agosto	3.058	170
Settembre	2.640	126
Ottobre	2.426	128
Novembre	1.947	127
Dicembre	1.944	126
Totale 2017	33.939	1.746

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

Zona/Anno 2017	Quantità vendute su MGP (GWh)	Ricavi MGP (mln€)
CNOR	3.841	203
CSUD	3.663	182
NORD	16.169	852
SARD	4.829	245
SICI	1.323	72
SUD	4.114	192
2017	33.939	1.746

Per quanto riguarda le contrattazioni sui mercati MI per l'anno 2017 si fa presente che:

- il controvalore dell'energia venduta su MI è stato pari a 2,0 mln€ a fronte di 0,039 TWh;
- il costo dell'energia acquistata sullo stesso mercato è stato di 3,0 mln€ per 0,053 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]
2015	40	2.032	50,8
2016	36	1.486	41,0
2017	34	1.745	51,4

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 nel 2017 e corrispondente controvalore

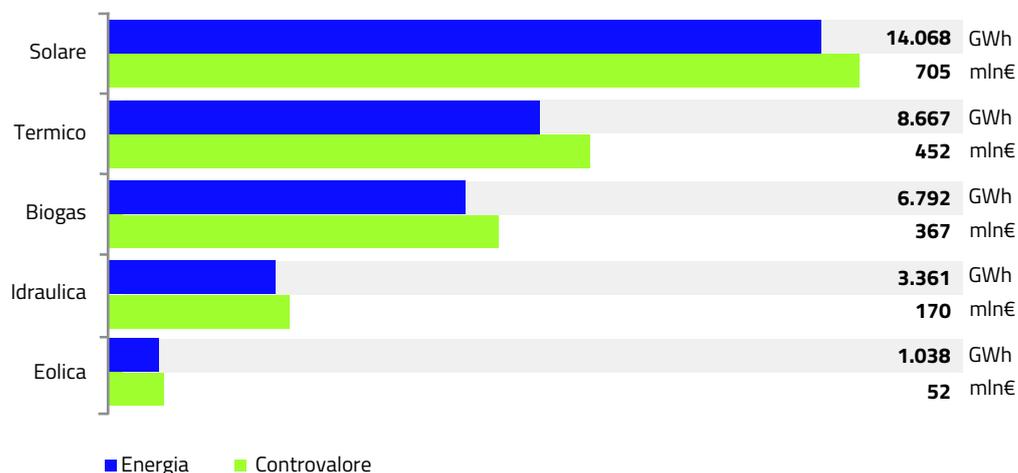
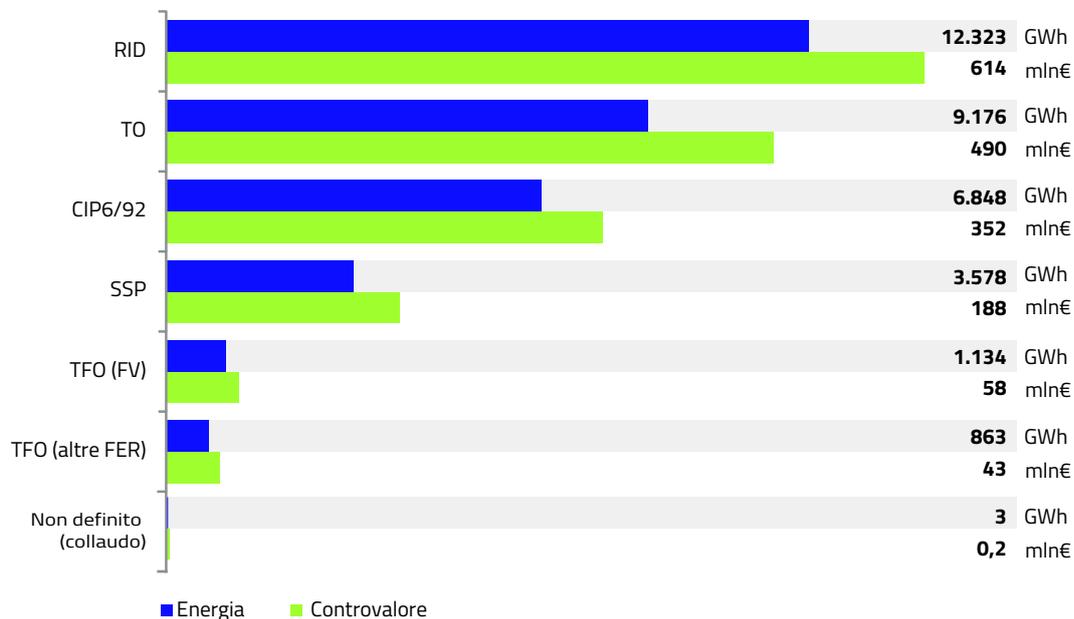


FIGURA 2 - Suddivisione per meccanismo dell'energia collocata su MGP nel 2017 e corrispondente controvalore



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.

Nel corso dell'anno 2017 l'ARERA ha introdotto con la Delibera 419/2017/R/eel alcune novità in merito alla valorizzazione economica (pricing) degli sbilanciamenti delle unità di produzioni programmabili. In particolare, a partire dal mese di settembre 2017, la metodologia dei prezzi di sbilanciamento prevede il ripristino del meccanismo di single pricing, mentre, dal mese di luglio 2017, l'introduzione del corrispettivo di non arbitraggio macrozonale in immissione.

L'impegno del GSE è finalizzato a ridurre gli oneri di sbilanciamento, con conseguente beneficio per la componente A_{SOS} 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 2017, è così riassumibile:

- oneri di sbilanciamento totali pari a circa 2,4 mln€;
- quota residua penalizzante degli oneri di sbilanciamento pari a circa 1,1 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 2017 i dati sono stati i seguenti:

- oneri di sbilanciamento totali pari a circa 8,4 mln€;
- quota residua penalizzante degli oneri di sbilanciamento pari a circa 1,8 mln€, di cui 1,5 mln€ a carico dei produttori e 0,3 mln€ per la componente A_{SOS} ;
- quota residua media di sbilanciamento premiante per i produttori pari a 0,98 €/MWh.

Per quanto riguarda gli impianti non programmabili non rilevanti (punto di dispacciamento Y), la quota residua media di sbilanciamento penalizzante per i produttori è stata pari a 0,82 €/MWh.

Per quanto riguarda gli impianti non programmabili rilevanti in RID, per l'anno 2017 i dati sono stati i seguenti:

- oneri di sbilanciamento totali pari a circa 4 mln€;
- quota residua premiante degli oneri di sbilanciamento pari a circa 0,8 mln€ a favore dei produttori;
- quota residua media di sbilanciamento premiante per i produttori pari a 1,30 €/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 ad 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 2017, l'energia acquistata sul MGP è stata pari a circa 5,9 TWh, per un controvalore di circa 333 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.

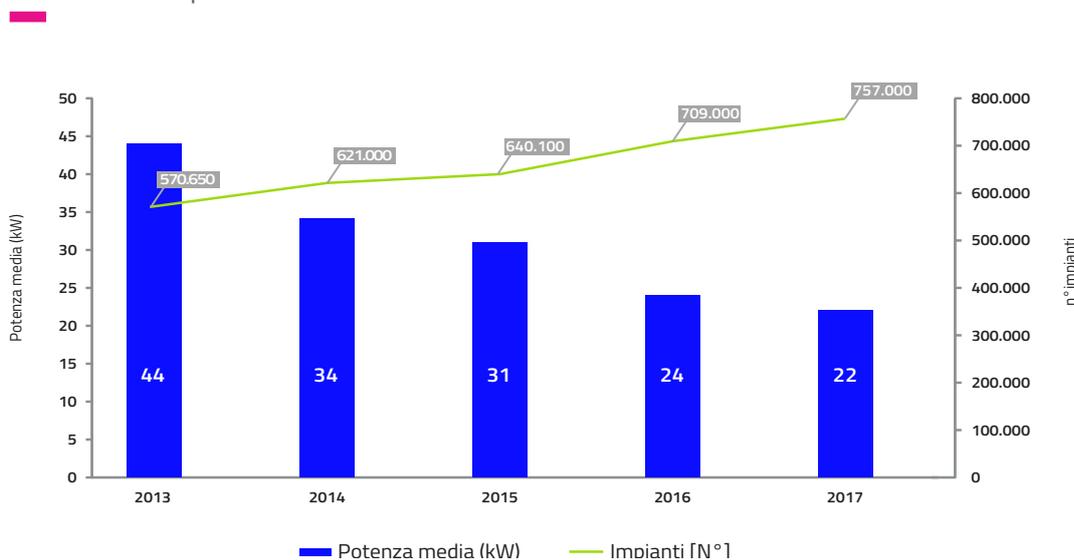
I sistemi previsionali del GSE effettuano la previsione dell'energia immessa in rete dagli impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili (principalmente unità fotovoltaiche, eoliche ed idroelettriche ad acqua fluente) sia rilevanti che non rilevanti. Tali sistemi previsionali mettono a disposizione due volte al giorno, per ciascun impianto rilevante e per gli impianti 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 2017 è stato di circa 757.000 impianti e 16,5 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 zonali), nonché altri indici rappresentativi della qualità previsionale. In questo modo è possibile individuare i casi che necessitano di un approfondimento, al fine di migliorare i modelli di previsione.

Nella figura seguente è riportato il trend, dall'anno 2013 al 2017, 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 2013-2017 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 meteo 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 meteo 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 2017 l'attività di ottimizzazione delle previsioni ha consentito di realizzare un miglioramento della performance dei modelli rispetto al 2016.

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 2017 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 2017 il GSE ha migliorato le proprie performance di previsione dell'energia immessa in rete dalle UP del proprio contratto di dispacciamento, riducendo di oltre 2 punti percentuali l'errore medio dello sbilanciamento rispetto all'anno precedente per le UP non programmabili.

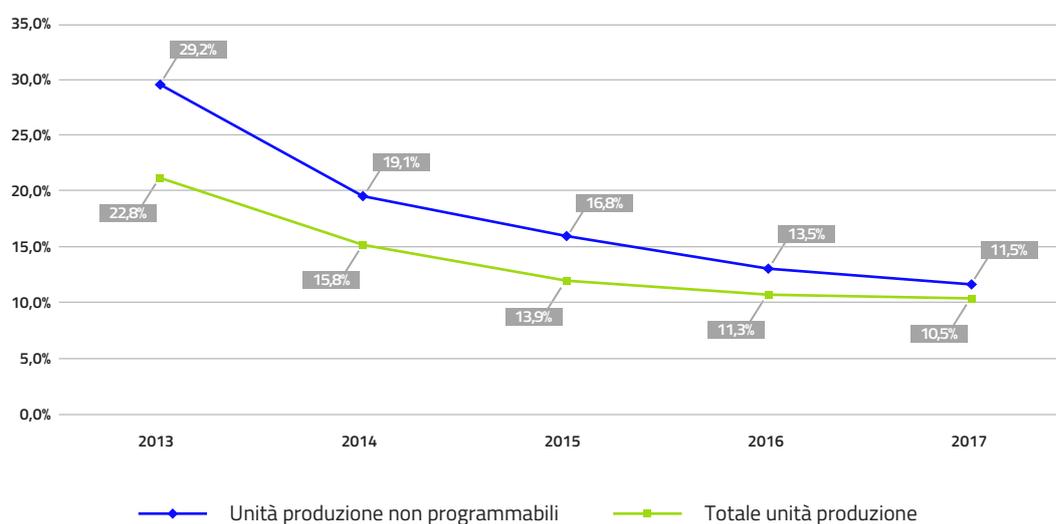
Tali risultati sono stati ottenuti principalmente grazie alle seguenti attività:

- 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 2017 il GSE ha conseguito uno sbilanciamento assoluto su misura del 10,5% complessivo per tutte le UP del proprio contratto di dispacciamento e uno sbilanciamento assoluto su misura dell'11,5% relativamente alle UP non programmabili.

Nella figura seguente si evince come nel corso degli ultimi 5 anni (dal 2013 al 2017) l'errore medio (calcolato come rapporto tra lo sbilanciamento assoluto e la misura) è stato ridotto dal GSE di oltre il 53%, passando da un valore di oltre il 22% nel 2013 a circa il 10% nel 2017. Relativamente alle UP non programmabili, nel corso degli ultimi 5 anni l'errore medio è stato ridotto dal GSE di oltre il 60%, passando da un valore di oltre il 29% nel 2013 a circa l'11% nel 2017.

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



* I valori tengono conto dei conguagli effettuati da Terna dal 2013 al 2017 (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 2017

Il calcolo energetico della MPE relativo al 2017, 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.

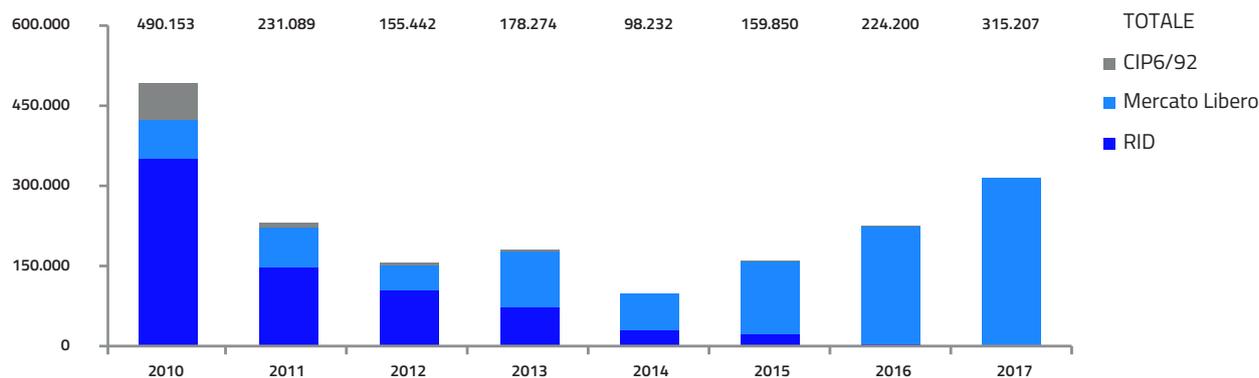
Nella tabella 4 è mostrato il valore energetico MPE, con il dettaglio del regime commerciale delle unità di produzione dispacciate da Terna. Come si può notare, l'energia oggetto di MPE per le unità di produzione convenzionate RID e CIP6/92 è, rispettivamente, 2,3 GWh e 0,05 GWh, mentre la maggior parte della MPE è relativa a unità operanti sul mercato libero (circa 315 GWh).

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

Regime commerciale	MPE
RID	2.280
Mercato Libero	315.207
CIP6/92	48
Totale	317.536

Il controvalore delle partite energetiche MPE riferite alle unità convenzionate RID e CIP6/92 si attesta per il 2017 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 2017 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
RID	348.375	147.550	104.872	73.260	30.107	21.817	3.608	2.280
Mercato Libero	72.995	73.800	44.471	102.829	67.150	135.704	218.824	315.207
CIP6/92	68.783	9.739	6.099	2.185	975	2.330	1.767	48
Totale	490.153	231.089	155.442	178.274	98.232	159.850	224.200	317.536

* I valori tengono conto di tutti i conguagli effettuati da Terna dal 2010 al 2017 (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 A3, 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 A3 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 A3, pagata dai consumatori nelle bollette elettriche.

A partire dal 2018, a seguito delle deliberazioni 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 A3, questa confluirà 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, confluirà nella componente A_{RIM} , "rimanenti oneri generali". In questo capitolo, essenzialmente riferito agli oneri generatisi nel 2017, si continua ad utilizzare la terminologia precedente alle suddette deliberazioni (componente A3). 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 2017 per un eventuale aggiornamento dei valori.

4.1 ONERI DI INCENTIVAZIONE NEL 2017

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

I costi sostenuti dal GSE nel 2017 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 (Conto Energia);
- 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 2017 i costi sostenuti dal GSE ammontano complessivamente a un valore pari a circa 14,2 mld€. Di seguito vengono descritte le principali voci di costo per ciascuna partita energetica.

Il costo per l'incentivazione dei circa 22,1 TWh di energia relativi agli impianti fotovoltaici che hanno avuto accesso ai vari Conti Energia è stato nel 2017 pari a circa 6,4 mld€.

A fronte di circa 27,9 TWh di energia relativa all'incentivo sostitutivo dei CV sono stati erogati 3,2 mld€ a cui si aggiungono circa 0,1 mld€ di costo relativo al ritiro di CV di competenze precedenti.

Nel 2017 il GSE ha ritirato circa 8,6 TWh di energia in TO. Il costo corrispondente è stato pari a circa 2,3 mld€. L'energia CIP6/92 ritirata nell'anno 2017 è stata pari a 6,8 TWh, con un costo complessivo di circa 0,8 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 0,4 mld€. Il resto è dovuto al riconoscimento delle componenti CEI e INC per un totale di circa 0,4 mld€. Nei prossimi anni il costo relativo al ritiro dell'energia CIP6/92 si ridurrà per la progressiva scadenza del periodo incentivante delle convenzioni.

All'acquisto dell'energia tramite il meccanismo del RID, relativo nel 2017 a 12,1 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 prezzi minimi garantiti.

In relazione ai D.M. 6 luglio 2012 e D.M. 23 giugno 2016, il GSE ha provveduto al ritiro e all'incentivazione di 4,8 TWh di energia con un relativo costo di circa 0,5 mld€.

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

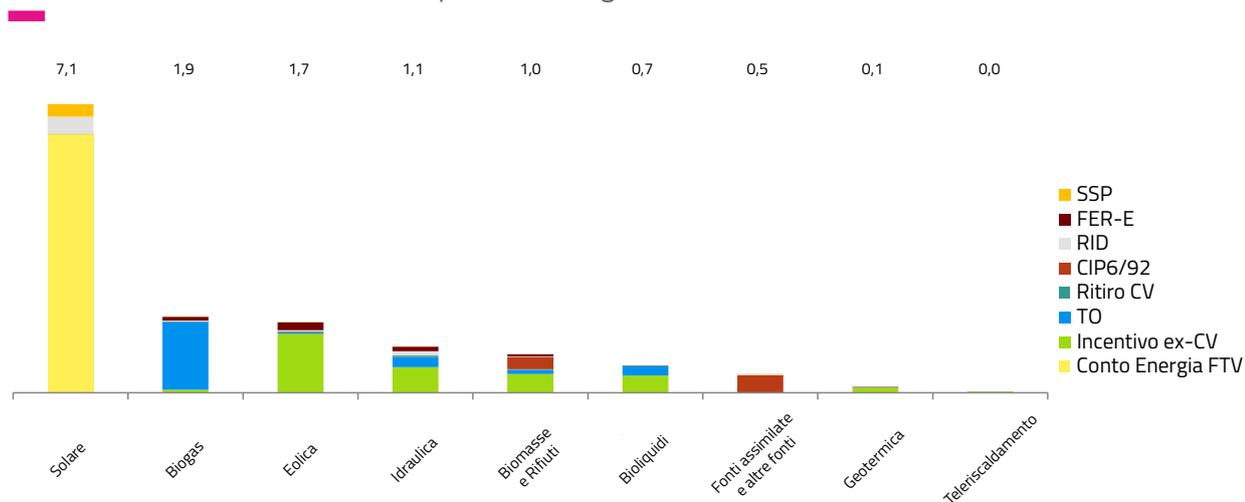
Si rappresenta di seguito la ripartizione del costo di incentivazione per fonte e meccanismo.

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

Fonte/Meccanismo	CONTO ENERGIA FTV	INCENTIVO EX-CV	TO	CIP6/92	RID*	FER-E	SSP	RITIRO CV	TOTALE
Solare	6.404	0	-	-	429	-	311	0	7.144
Biogas	-	78	1.680	2	24	96	0	3	1.883
Eolica	-	1.459	7	4	35	191	0	47	1.744
Idraulica	-	636	252	-	109	112	0	36	1.145
Biomasse e Rifiuti	-	465	103	310	8	54	0	16	957
Bioliquidi	-	426	228	-	4	0	-	18	676
Fonti assimilate e altre fonti	-	-	-	444	18	-	2	-	465
Geotermica	-	129	-	-	-	13	0	5	147
Teleriscaldamento	-	24	-	-	-	-	-	11	36
Totale	6.404	3.217	2.270	761	627	466	313	137	14.195

* include il costo, pari a 8 mln€, relativo all'erogazione dei prezzi minimi garantiti per l'energia di impianti sul mercato libero

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



Si osserva come nel 2017 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

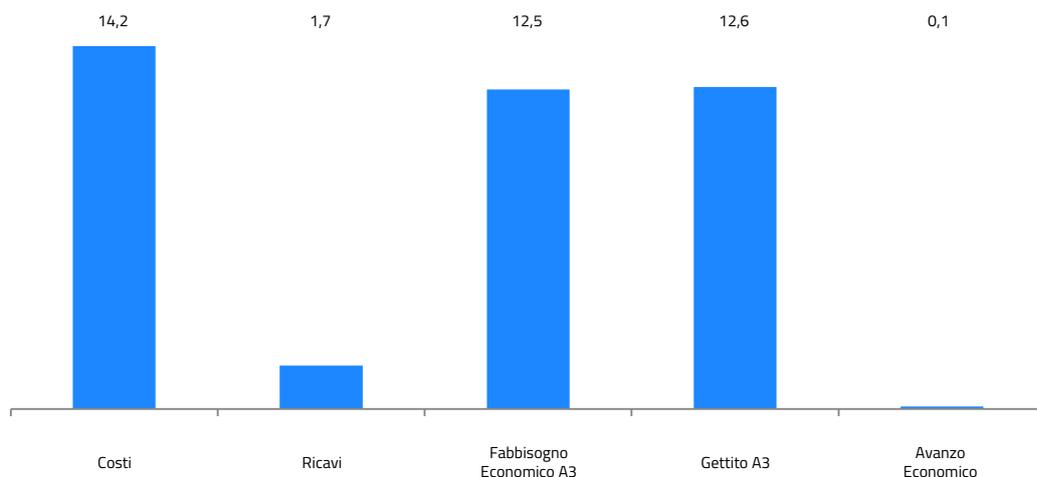
Come indicato in precedenza, i costi sostenuti dal GSE per l'erogazione degli incentivi sono in parte compensati dai ricavi provenienti dalla vendita sul mercato dell'energia elettrica ritirata.

Nel 2017 il GSE ha collocato, attraverso la presentazione di offerte di acquisto e vendita giornaliere su MGP e sui MI, 33,9 TWh di energia elettrica. I ricavi complessivi ottenuti per l'anno 2017 sono stati pari a 1,7 mld€.

4.1.3 Fabbisogno economico e gettito della componente A3

Per il 2017, la differenza tra costi (circa 14,2 mld€) e ricavi (circa 1,7 mld€) ha determinato un onere e, dunque, un fabbisogno economico della componente A3, pari a 12,5 mld€. Il gettito A3 versato dai distributori connessi alla rete di trasmissione nazionale per l'anno 2017 è stato pari a circa 12,6 mld€. Pertanto, per l'anno 2017 è rilevato un lieve avanzo economico.

FIGURA 2 - Fabbisogno economico e gettito della componente A3 nel 2017 [mld€]



Si riporta di seguito una stima della ripartizione del fabbisogno A3 relativo al 2017 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 A3 2017 per fonte e regime commerciale [mld€]



Ipotizzando di utilizzare le aliquote stabilite attraverso la delibera 656/2017/R/com, che aggiorna la componente tariffaria A3 per l'ultimo trimestre 2017, la spesa annua per la A3 può essere ridistribuita su una platea di clienti tipo, secondo quanto indicato nella tabella seguente.

TABELLA 2 - Stima dell'onere A3 a carico degli utenti finali [€/anno]

Cliente tipo	€/anno
Domestico residenziale con consumi per 2.640 kWh/anno	75
Domestico non residenziale con consumi per 3.500 kWh/anno	239
In bassa tensione con 10 kW di potenza e consumi per 15.000 kWh/anno	996
In media tensione con 500 kW e 2.000 ore/anno di utilizzazione	44.058
In alta tensione con 3MW di potenza e 2.500 ore/anno di utilizzazione	275.369

4.2 EVOLUZIONE DELLA COMPONENTE A3

Si riporta di seguito l'evoluzione del fabbisogno economico A3 a partire dal 2010, con indicazione del trend previsto fino al 2020. Il fabbisogno economico A3 è cresciuto rapidamente dai circa 3,6 mld€ nel 2010 a circa 13 mld€ nel 2014 e 2015.

Per l'anno 2017 il fabbisogno economico A3 si attesta sui 12,5 mld€, in decremento rispetto al 2016; la variazione è principalmente determinata dal sostanziale esaurimento del meccanismo di ritiro dei CV.

Per il 2018 si prevede un decremento del fabbisogno economico, stimabile in via preliminare in circa 12,1 mld€, da imputare principalmente alla naturale scadenza delle convenzioni CIP6/92 e di quelle relative all'incentivazione dell'energia prodotta netta sostitutiva dei CV.

Nel 2019 e 2020 si prevede una ulteriore riduzione del fabbisogno A3 per la conclusione del periodo di incentivazione di diversi impianti.

FIGURA 4 - Evoluzione del fabbisogno economico A3 e stima al 2020 [mld€]



4.3 SCENARI DI LUNGO TERMINE

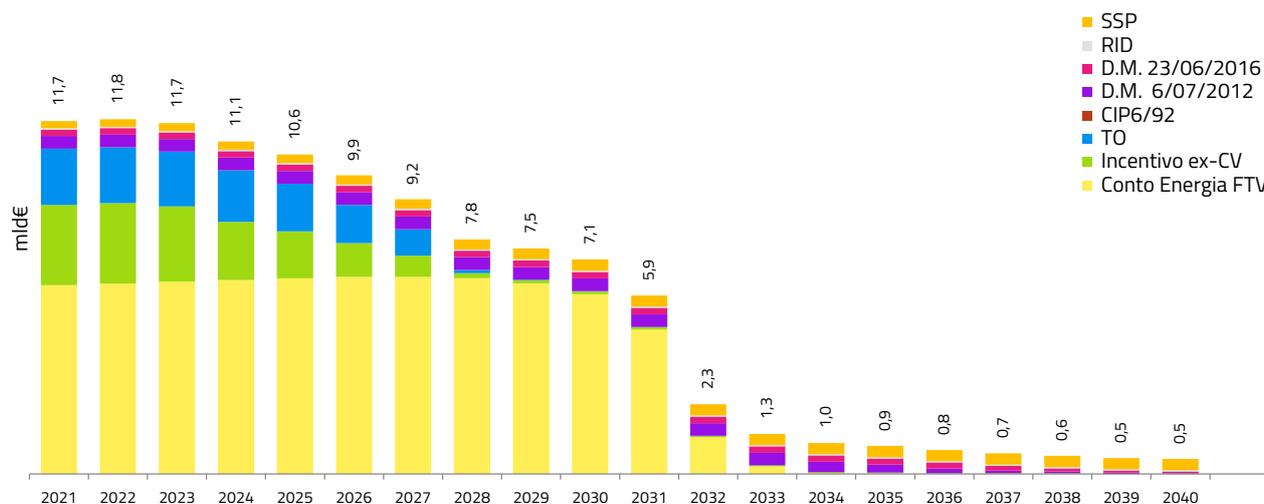
L'onere di incentivazione è determinato da un insieme di contributi, relativi ai diversi schemi di supporto, ciascuno avente specifiche caratteristiche in termini di entità e durata dell'incentivo. Accanto a incentivi che devono ancora dispiegare buona parte dei loro effetti economici, quali il D.M. 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 dei DD.MM. 6 luglio 2012 e 23 giugno 2016. Per lo SSP si può ipotizzare una crescita costante, in linea con gli ultimi anni.

Lo scenario di lungo periodo elaborato suppone un prezzo dell'energia costante, pari a 50 €/MWh, derivante dagli esiti dei mercati a termine.

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 A3



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:

- il 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 23 Paesi aderenti al 2017. 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 garanzie di origine 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.

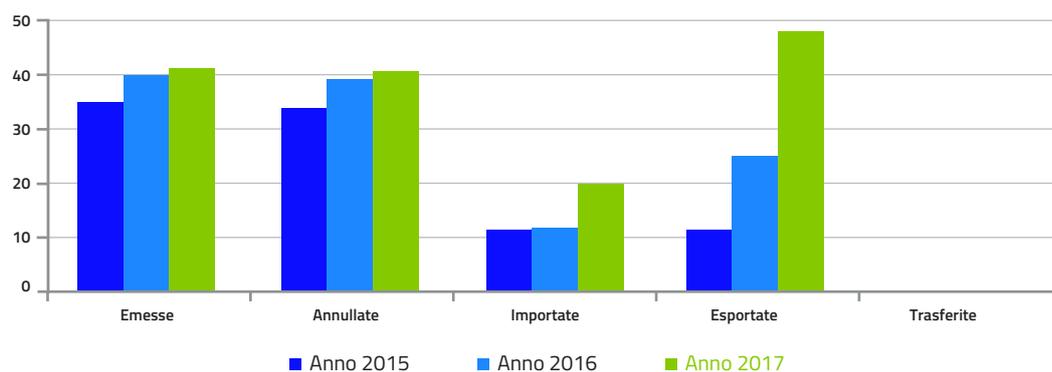
L'annullamento delle GO è consentito esclusivamente alle imprese di vendita ai fini della determinazione del proprio mix di approvvigionamento e, a partire dal 2012, ai sensi di quanto disposto dall'ARERA con la deliberazione ARG/elt 104/11, per comprovare l'origine rinnovabile dell'energia elettrica venduta ai clienti finali nell'ambito dei contratti di vendita di energia rinnovabile.

Al 31 dicembre 2017 sono risultati qualificati IGO 1475 impianti, per complessivi 26 GW di potenza. I titoli rilasciati nel corso dell'anno, per 1227 impianti, sono stati quasi 41 mln, di cui 17 mln relativi alle produzioni del 2016 e 23,6 del 2017. 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 - 2017

	Emesse	Annullate	Importate	Esportate	Trasferite
Anno 2015	35.709.634	34.714.944	11.213.958	11.363.977	6.500
Anno 2016	40.206.573	38.796.750	11.602.934	25.525.831	0
Anno 2017	40.953.439	40.626.544	19.753.834	47.854.870	0

FIGURA 1 - Movimentazione delle GO effettuate negli anni 2015 - 2017 [mln GO]



Ai sensi di quanto previsto dalla deliberazione 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 2017 - in cui sono state scambiate GO relative sia al 2016 sia al 2017 - è stata registrata l'offerta di 30.319.603 GO e la vendita di 28.003.380 titoli, dato quest'ultimo in netto incremento rispetto all'anno precedente che aveva osservato la vendita di poco più di 18.263.571 certificati.

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 tale informazione 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.

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».

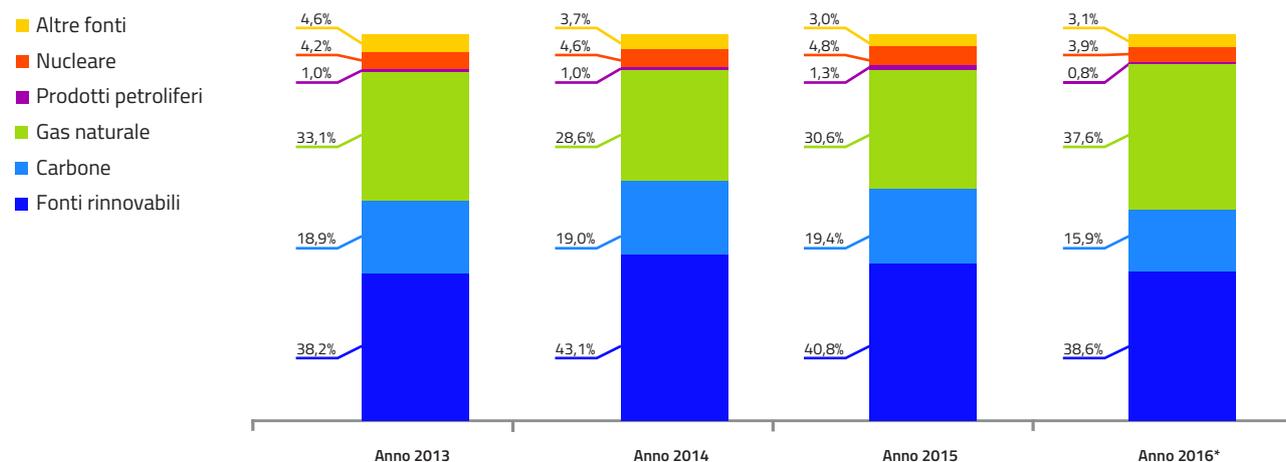
All'energia elettrica importata il GSE assegna un mix energetico europeo rielaborato sulla base di dati Eurostat.

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 2016

Fonti primarie utilizzate	Anno 2013	Anno 2014	Anno 2015	Anno 2016*
Fonti rinnovabili	38,2%	43,1%	40,8%	38,6%
Carbone	18,9%	19,0%	19,4%	15,9%
Gas naturale	33,1%	28,6%	30,6%	37,6%
Prodotti petroliferi	1,0%	1,0%	1,3%	0,8%
Nucleare	4,2%	4,6%	4,8%	3,9%
Altre fonti	4,6%	3,7%	3,0%	3,1%

* 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 2016



* dato di pre-consuntivo

Attività di controllo sulle offerte verdi

L'ARERA, con la deliberazione 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 2016 sono risultate 684 le offerte verdi delle imprese di vendita (629 nel 2015). L'attività di verifica delle offerte verdi è svolta a valle della pubblicazione dei mix energetici, pertanto, alla data di pubblicazione del presente rapporto non sono disponibili informazioni relativamente al 2017.

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



EFFICIENZA

RAPPORTO
DELLE ATTIVITÀ
2017

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

6.1.1. Il riconoscimento della Cogenerazione ad Alto Rendimento

A decorrere dal 1° gennaio 2011, la CAR è quella che rispetta i requisiti previsti dalla direttiva 2004/8/CE, ripresi dal D.Lgs. 20/07 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, inoltre, di agevolazioni dal punto di vista delle condizioni tecnico-economiche per la connessione alla rete pubblica, ai sensi della Delibera ARERA ARG/elt 99/08. Per gli impianti con potenza nominale inferiore a 200 kW, è prevista la possibilità di accedere al servizio di Scambio sul Posto, ai sensi della Delibera ARERA ARG/elt 74/08. 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 prevalentemente CAR, ovvero unità per le quali la percentuale dell'energia elettrica prodotta da CAR è pari o superiore al 50% del totale dell'energia elettrica prodotta;
- relativamente alla quota di energia elettrica netta prodotta in CAR e immessa in rete da impianti alimentati a biomassa, biogas e bioliquidi sostenibili, un incremento, differenziato in base al combustibile, della tariffa base di incentivazione prevista dal D.M. 6 luglio 2012;
- relativamente all'energia elettrica netta prodotta in CAR e immessa in rete da impianti alimentati a biometano, il riconoscimento, ai sensi del D.M. 5 dicembre 2013, della tariffa riconosciuta alla produzione di energia elettrica da biogas di cui al D.M. 6 luglio 2012;
- la possibilità per un impianto termoelettrico non alimentato a fonte rinnovabile, presente all'interno di un Sistema Semplice di Produzione e Consumo (SSPC), di essere considerato in assetto cogenerativo ad alto rendimento per l'anno "n" (requisito necessario per i sistemi di tipo SEU o SEESEU-B) purché l'energia cogenerata dall'unità (ECHP) risulti, per l'anno "n-1", maggiore del 50% della produzione totale lorda di energia elettrica dell'impianto a cui tale unità appartiene.

Il Decreto del MiSE del 16 marzo 2017 introduce una procedura semplificata per la realizzazione 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.

Nel corso del 2017, relativamente alla produzione 2016 e alle richieste di valutazione preliminare, per 1.680 unità di produzione sono state presentate 1.726 richieste (nel 2016 furono ricevute 1.574 richieste, registrandosi dunque un incremento di quasi il 10% nell'ultimo anno), di cui:

- 652 richieste per il solo riconoscimento del funzionamento dell'unità in regime CAR;
- 1.005 per l'accesso al regime di sostegno dei CB, ai sensi del D.M. 5 settembre 2011;
- 65 per il riconoscimento alle unità qualificate di cogenerazione abbinate a una rete di teleriscaldamento;

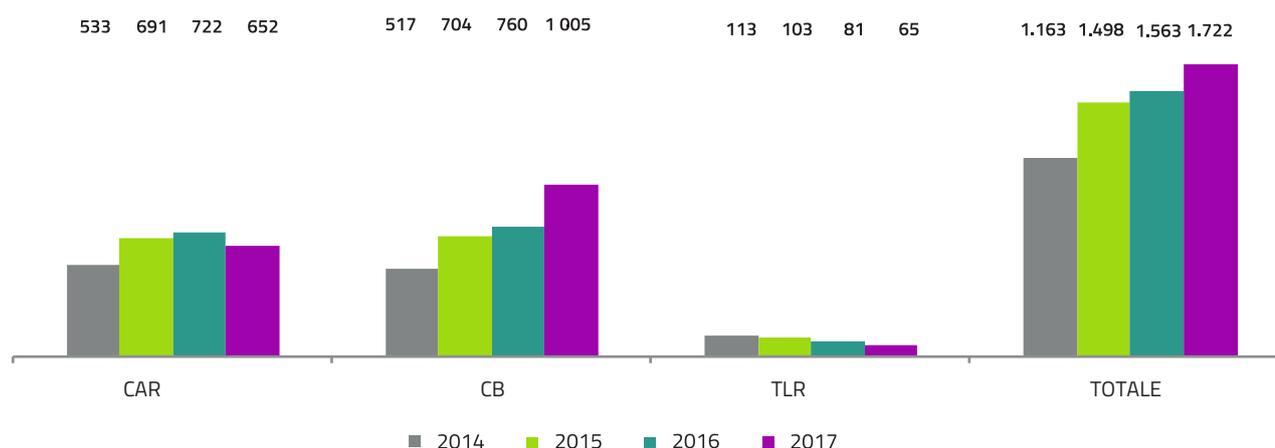
■ 4 richieste (associate a 4 unità), ritenute improcedibili poiché presentate non conformemente a quanto stabilito dalla normativa.

L'ambito di analisi si riferisce, quindi, a 1.676 unità e 1.722 richieste.

Focalizzando l'attenzione sulle richieste presentate negli ultimi quattro anni, 2014-2017, si nota un incremento nel numero complessivo di circa il 50% (28% per i primi due anni, 4% tra il 2015 e il 2016 e 10% tra il 2016 e il 2017). Le richieste per il solo riconoscimento del funzionamento delle unità in regime CAR hanno avuto un incremento del 22% negli ultimi quattro anni. A fronte di un aumento complessivo del 35% tra il 2014 e il 2016, si è registrato un calo del 10% tra il 2016 e il 2017, 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 un aumento del 94% (36% tra il 2014 e il 2015, 8% tra il 2015 e il 2016 e 32% tra il 2016 e il 2017).

Le richieste per il riconoscimento alle unità qualificate di cogenerazione abbinate a una rete di teleriscaldamento, presentabili solo da unità con qualifica IAFR ancora attiva per l'ottenimento dei CV, hanno avuto, invece, un decremento del 42% (-9% tra il 2014 e il 2015, -21% tra il 2015 e il 2016 e -20% tra il 2016 e il 2017). 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 2014-2017



L'incremento complessivo delle richieste per il solo riconoscimento del funzionamento delle unità in regime CAR e per l'accesso al regime di sostegno dei CB, ai sensi del D.M. 5 settembre 2011, è dovuto a:

- impianti esistenti che hanno colto l'opportunità di accesso ai benefici per gli impianti cogenerativi;
- nuovi impianti entrati in esercizio;
- possibilità, per i Sistemi Semplici di Produzione e Consumo (SSPC) che includono impianti di cogenerazione, di essere classificati, all'interno degli Altri Sistemi Semplici di Produzione e Consumo (ASSPC), nelle categorie SEU e SEESEU-B.

Le unità per le quali è stata presentata richiesta a consuntivo sono 1.570, per una capacità di generazione complessiva pari a circa 9.138 MW. Tali unità hanno prodotto nel 2016 circa 40 TWh elettrici e 29 TWh termici, consumando combustibile per complessivi 100 TWh.

Esaminando le caratteristiche degli impianti, relative alle richieste presentate per la produzione 2016, 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 27% del totale. Non mancano, infine, esempi di grandi impianti di solito ubicati all'interno di importanti siti industriali. Per l'89% 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 2017 è stata presentata richiesta a consuntivo

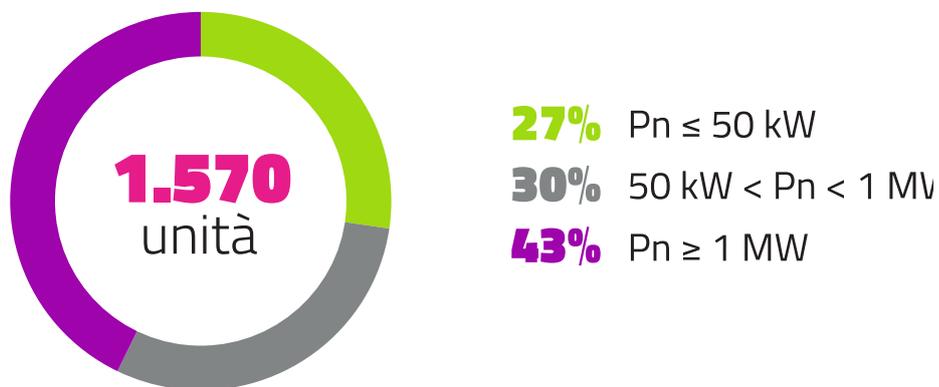


FIGURA 3 - Suddivisione in base alla tecnologia delle unità di cogenerazione per le quali nel 2017 è stata presentata richiesta a consuntivo

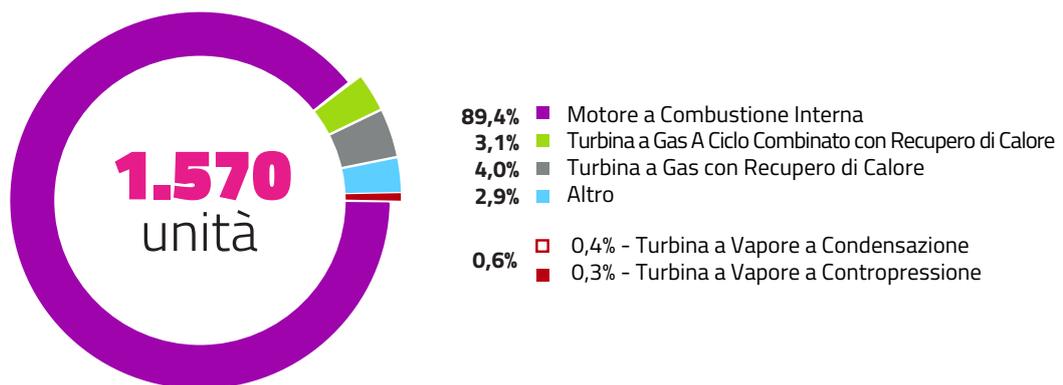


FIGURA 4 - Capacità di generazione delle unità per le quali nel 2017 è stata presentata richiesta a consuntivo, in funzione della tecnologia



TABELLA 1 - Capacità di generazione installata nelle unità di cogenerazione per le quali nel 2017 è stata presentata richiesta a consuntivo [MW]

REGIONE	TURBINA A GAS A CICLO COMBINATO CON RECUPERO DI CALORE	TURBINA A GAS CON RECUPERO DI CALORE	TURBINA A VAPORE A CONTRO PRESSIONE	TURBINA A VAPORE A CONDENSAZIONE	MOTORE A COMBUSTIONE INTERNA	ALTRO	TOTALE
Abruzzo	37,0	0,0	0,0	0,0	15,2	62,9	115
Basilicata	0,0	32,7	0,0	0,0	6,5	0,0	39
Calabria	0,0	4,4	0,0	0,0	9,5	0,0	14
Campania	0,0	14,4	0,0	0,0	49,5	0,0	64
Molise	0,0	0,0	0,0	0,0	8,4	0,0	8
Puglia	788,7	14,6	0,0	0,0	11,6	0,0	815
Sardegna	0,0	0,0	0,0	0,0	1,2	0,0	1
Sicilia	515,4	0,0	0,0	0,0	9,1	258,7	783
Totale sud e isole	1.341,2	66,0	0,0	0,0	111,0	321,5	1.840
Lazio	114,0	16,7	0,0	0,0	103,1	2,2	236
Marche	28,9	7,5	0,0	0,0	27,1	0,0	64
Toscana	140,2	73,9	0,0	0,0	73,4	0,9	288
Umbria	0,0	10,6	0,0	0,0	25,9	0,0	37
Totale centro	283,1	108,8	0,0	0,0	229,5	3,2	625
Emilia Romagna	587,7	54,1	0,0	17,8	229,9	12,0	901
Friuli Venezia Giulia	113,6	12,7	0,0	0,0	69,8	11,2	207
Liguria	30,0	13,6	0,0	0,0	22,7	24,3	91
Lombardia	1.855,9	36,9	61,0	188,7	390,4	2,6	2.536
Piemonte	2.132,7	67,6	1,9	0,0	211,6	1,4	2.415
Trentino Alto Adige	113,0	18,1	0,0	0,0	59,4	0,3	191
Valle d'Aosta	0,0	0,0	0,0	0,0	7,3	0,0	7
Veneto	69,1	32,3	4,2	17,7	199,2	2,7	325
Totale nord	4.902,1	235,3	67,0	224,2	1.190,3	54,4	6.673
Totale	6.526	410	67	224	1.531	379	9.138

6.2 I CERTIFICATI BIANCHI

I Certificati Bianchi, 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 decreti ministeriali 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 Gestore dei Mercati Energetici (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/l/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 attraverso, 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.

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 l'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 titoli di efficienza energetica.

Nel 2017 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 2016, pubblicando altresì sul proprio sito internet gli obblighi per il 2017 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.

Sono stati pubblicati documenti sui temi tecnici rilevanti. Sono state incontrate le associazioni di varie categorie industriali, condividendo le principali problematiche emerse nelle valutazioni dei progetti di efficienza energetica e condividendo le soluzioni ottimali. L'attivazione di tavoli tecnici è stata utile per sottoporre al MiSE una guida operativa per la presentazione dei progetti.

Sono stati altresì potenziati vari canali di comunicazione, nell'ottica del supporto e della massima trasparenza, a partire dai canali di comunicazione diretta con gli operatori, al fine di chiarire questioni tecniche specifiche relative alle proposte progettuali in corso di valutazione.

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 2017, inoltre, il GSE ha pubblicato il contratto tipo previsto dall'articolo 5 del D.M. 11 gennaio 2017 e ha supportato il MiSE, in collaborazione con ENEA e RSE, per la predisposizione di una lista di interventi incentivabili attraverso il metodo di valutazione per progetti standardizzati, al fine di aggiornare l'elenco delle tipologie di interventi ammissibili.

6.2.3 Certificati Bianchi riconosciuti nel 2017

Nel corso del 2017 sono state presentate, nell'ambito del meccanismo dei CB ai sensi del D.M. 28 dicembre 2012, 5.332 Richieste di Verifica e Certificazioni (RVC-C, RVC-A, RVC-S), relative sia a prime rendicontazioni sia a rendicontazioni successive, e 363 Proposte di Progetto e di Programma di Misura (PPPM), per un totale pari a 5.695 richieste.

Per l'anno di riferimento, il GSE ha riconosciuto circa 5,8 mln di TEE a cui corrispondono risparmi di energia primaria pari a 1,92 Mtep. Complessivamente, dall'avvio del meccanismo (2006) al 2017 sono stati riconosciuti oltre 47,4 mln di TEE corrispondenti a circa 25,7 Mtep di risparmio di energia primaria.

TABELLA 3 - Sintesi dei progetti, TEE riconosciuti e risparmi certificati nel 2017

	RVC-C	RVC-A	RVC-S	PPPM	Totale
N° richieste presentate	1.811	1.197	2.324	363	5.695
N° TEE riconosciuti	3.534.850	138.725	2.134.256		5.807.831
Risparmi energia primaria [tep]	1.078.198	52.449	791.019		1.921.666

L'anno 2017 ha fatto registrare un incremento superiore al 5% dei titoli riconosciuti rispetto al 2016, anno in cui sono stati riconosciuti circa 5,5 mln di titoli corrispondenti a 1,9 Mtep di risparmi di energia primaria.

TABELLA 4 - TEE riconosciuti per metodo di valutazione nel periodo 2013-2017

	2013	2014	2015	2016	2017
Titoli riconosciuti per RVC-C	4.845.379	6.155.306	3.251.882	2.646.328	3.534.850
Titoli riconosciuti per RVC-A	288.126	217.370	179.327	436.848	138.725
Titoli riconosciuti per RVC-S	984.315	1.156.297	1.597.855	2.434.715	2.134.256
Totale	6.117.820	7.528.973	5.029.064	5.517.891	5.807.831

I TEE riconosciuti nel 2017, a seguito dell'accoglimento con esito positivo delle RVC dei risparmi, sono così suddivisi:

- 3.534.850 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);
- 138.725 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;
- 2.134.256 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.

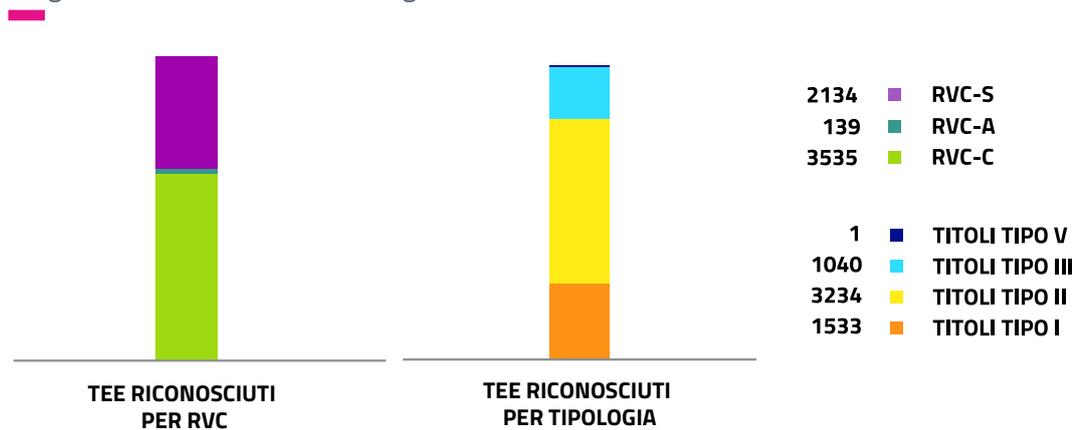
In termini complessivi, la maggioranza dei TEE è stata conseguita mediante progetti realizzati nel settore industriale, che hanno generato circa il 62% dei TEE riconosciuti nel 2017, con particolare riferimento ai progetti di efficienza energetica relativi all’ottimizzazione dei processi produttivi nei settori più energivori. Il settore civile, dal canto suo, rappresenta circa il 31% dei TEE riconosciuti nel 2017, 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 4% 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 71% dei TEE riconosciuti è rappresentato da due schede tecniche relative rispettivamente alle applicazioni 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 standard approvate nel corso dell’anno 2017, circa il 60% dei TEE complessivamente riconosciuti per le RVC-S si riferiscono al settore civile, prevalentemente per l’utilizzo delle schede tecniche relative all’impiego di impianti fotovoltaici, installazione di collettori solari per la produzione di acqua calda sanitaria e l’installazione di caldaie unifamiliari.

FIGURA 6 - Suddivisione dei TEE 2017 per metodo di valutazione e per tipologia di risparmio [migliaia; totale 2017 = 5.808 migliaia di TEE]

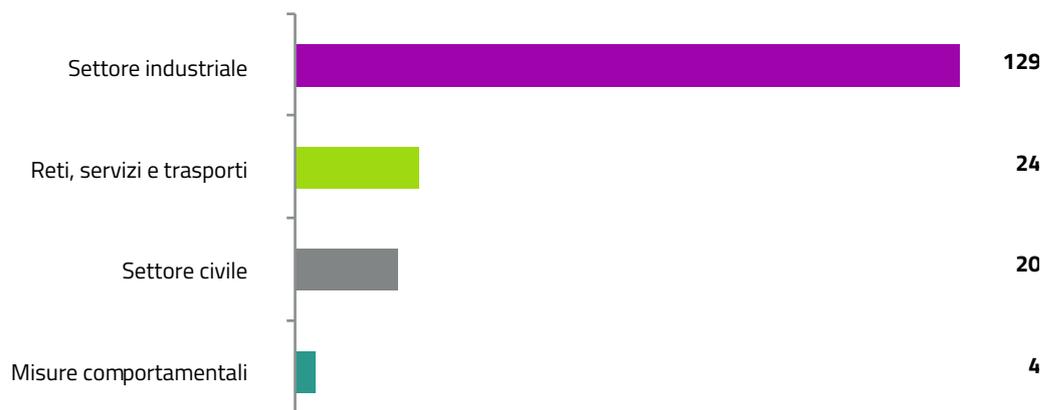


I TEE riconosciuti nell’anno solare 2017:

- per il 26% riguardano risparmi di energia primaria conseguiti attraverso progetti di efficienza energetica per la riduzione dei consumi di energia elettrica (TIPO I);
- per il 56% riguardano risparmi di energia primaria conseguiti attraverso progetti di efficienza energetica per la riduzione dei consumi di gas naturale (TIPO II);
- per circa il 18% 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 2016 il GSE ha riconosciuto 891.285 TEE II CAR, di cui 847.967 titoli negoziabili.

Nel corso del 2017 sono stati presentati 177 progetti a consuntivo con le disposizioni definite dal D.M. 11 gennaio 2017. Quasi l’80% dei progetti è stato presentato dalle società di servizi energetici. Il 73% dei progetti a consuntivo si riferisce al settore industriale, il 14% al settore reti, servizi e trasporti, l’11% al settore civile e il 2% alle misure comportamentali.

FIGURA 7 - Progetti a consuntivo (PC) presentati nel 2017 per settore di intervento

Nel settore industriale la prevalenza dei progetti presentati (il 35%) ha riguardato l'installazione o retrofit di sistemi di illuminazione, seguono i progetti ricadenti nella tipologia "altro" e l'installazione degli impianti di produzione dell'aria compressa.

Nel settore delle reti, servizi e trasporti il 50% dei progetti ha riguardato l'installazione o retrofit di sistemi per l'illuminazione pubblica, seguito dalla posa di reti di teleriscaldamento e/o teleraffrescamento.

Nel settore civile il 65% dei progetti presentati ha riguardato l'installazione o retrofit di sistemi per l'illuminazione privata; segue l'installazione di caldaie e generatori di aria calda con circa il 20% dei progetti nel settore.

In totale sono stati presentati progetti che genereranno potenzialmente più di 49.000 tep di risparmi di energia primaria, di cui circa il 70% 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 Pubblica Amministrazione e al contempo recependo tutte le disposizioni normative, anche di natura tecnica, adottate negli ultimi anni con impatto sulle tipologie di investimento incentivate.

Possono accedere al sistema di incentivazione gli interventi realizzati dalle amministrazioni pubbliche e dai soggetti privati, direttamente, oppure avvalendosi di una ESCo (Energy Service Company), mediante contratti di prestazione o di servizi energetici.

Il decreto definisce due diverse modalità di accesso al meccanismo di incentivazione:

- **Accesso Diretto:** procedura disponibile per soggetti pubblici e privati; è consentita a seguito della conclusione degli interventi;
 - **Prenotazione:** consentita alle sole amministrazioni pubbliche e alle ESCo che operano per loro conto, ad esclusione delle Cooperative di abitanti e 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.

I privati, per i quali è riservata una quota di 700 mln€ annui, possono accedere al meccanismo incentivante esclusivamente per la realizzazione di interventi di categoria 2.

Sulla base delle spese ammissibili sostenute, gli incentivi per gli interventi di categoria 1 sono riconosciuti nel rispetto dei limiti percentuali¹ e dei massimali di costo unitario e complessivo previsti per ciascuna tipologia di intervento. Per gli interventi di categoria 2, l'incentivo è calcolato in base alla producibilità presunta per ogni zona climatica, alla tecnologia e alla taglia dell'impianto, ed 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 2.000kW, mentre per i collettori solari la superficie lorda dell'impianto è stata innalzata da 1.000 m² a 2.500 m². Sono stati altresì innalzati i massimali degli incentivi 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 amministrazioni pubbliche.

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.

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.

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 2013-2017

Nel 2017 il meccanismo si è affermato trovando un maggior riscontro da parte degli operatori. Il solo anno 2017 ha registrato volumi di richieste pari al 130% di tutto ciò che è pervenuto negli anni precedenti (2013-2016).

Nel 2017 sono pervenute oltre 43.000 richieste (+189% rispetto al 2016), cui corrispondono incentivi pari a 183 mln€ (+168% rispetto al 2016).

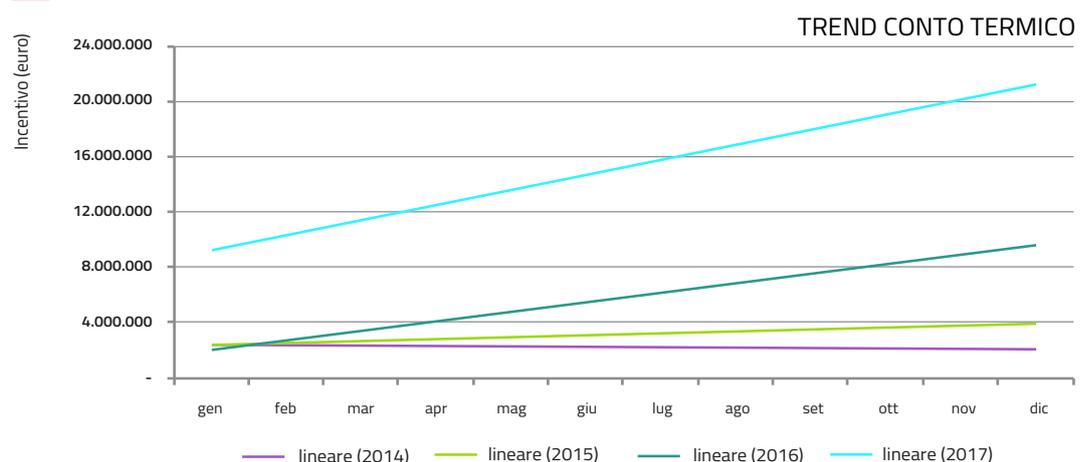
Si è inoltre osservato nell'ultimo anno un rilevante aumento delle richieste per la modalità di accesso "a prenotazione" da parte della PA (da 141 richieste del 2016 a 333 nel 2017), che ha evidentemente colto le opportunità fornite dal nuovo meccanismo per realizzare interventi di riqualificazione per i quali ha richiesto l'ammissione agli incentivi per quasi 62 mln€ nel 2017.

TABELLA 5 - Richieste presentate nel periodo 2013-2017

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
2013-2017	75.562	238,1	610	85,3	50	8,3	76.222	332

* 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 (2014-2017)



Il numero di richieste contrattualizzate è pari all'85% di quelle pervenute complessivamente dall'avvio del meccanismo incentivante. Il rimanente 15% è costituito da:

- richieste che hanno ricevuto un esito positivo, ma per le quali non è stato ancora sottoscritto il relativo contratto da parte del Soggetto Responsabile;
- richieste in lavorazione;
- richieste rigettate: queste ultime rappresentano solo il 4% di tutte le richieste pervenute nel periodo 2013-2017.

TABELLA 6 - Richieste ammesse nel periodo 2013-2017**Richieste di incentivazione ammesse e relativo incentivo (2013-2017)**

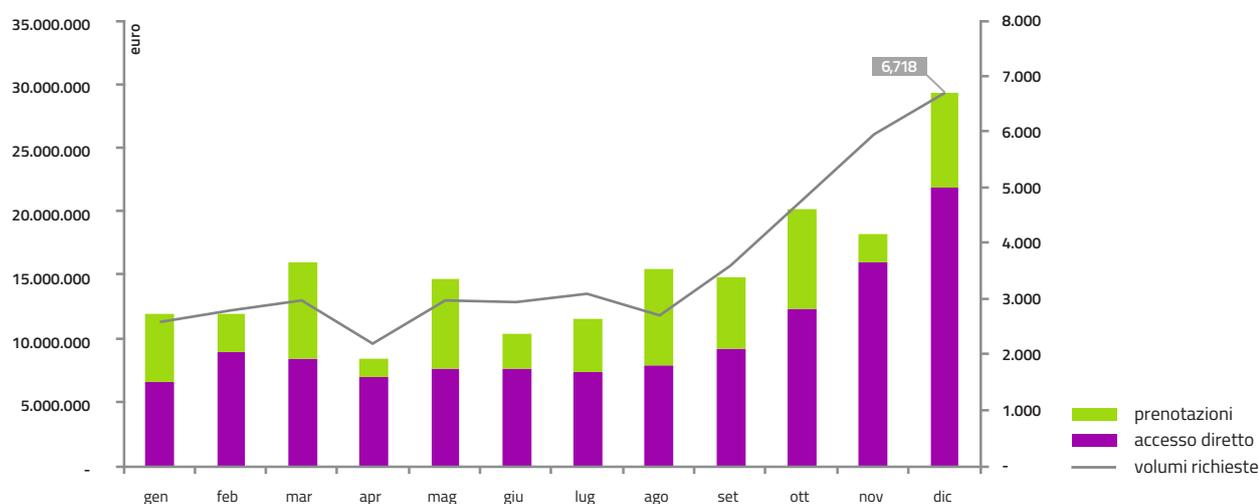
PERIODO	ACCESSO DIRETTO		PRENOTAZIONE	
	n. richieste contrattualizzate	incentivo riconosciuto [mln€]	n. richieste ammesse	incentivo prenotato [mln€]
2013-2014	7.720	23,8	15	0,2
2015	7.842	31,6	4	0,2
2016	9.861	35,0	53	8,0
2017	38.775	100,2	244	34,9
2013-2017	64.198	190,5	316	43,3

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

Dei 190,5 mln€ riconosciuti in accesso diretto dall'inizio del meccanismo, circa il 10% è riconducibile a interventi effettuati sul patrimonio dell'edilizia scolastica.

Focus sul 2017

Nel 2017 la modalità dell'accesso diretto ha rappresentato il 99% delle domande ricevute dal GSE, corrispondenti a circa il 54% degli importi complessivamente richiesti. Le richieste di accesso "a prenotazione" per quanto rappresentino solo l'1% delle richieste pervenute, corrispondono al 46% degli incentivi richiesti.

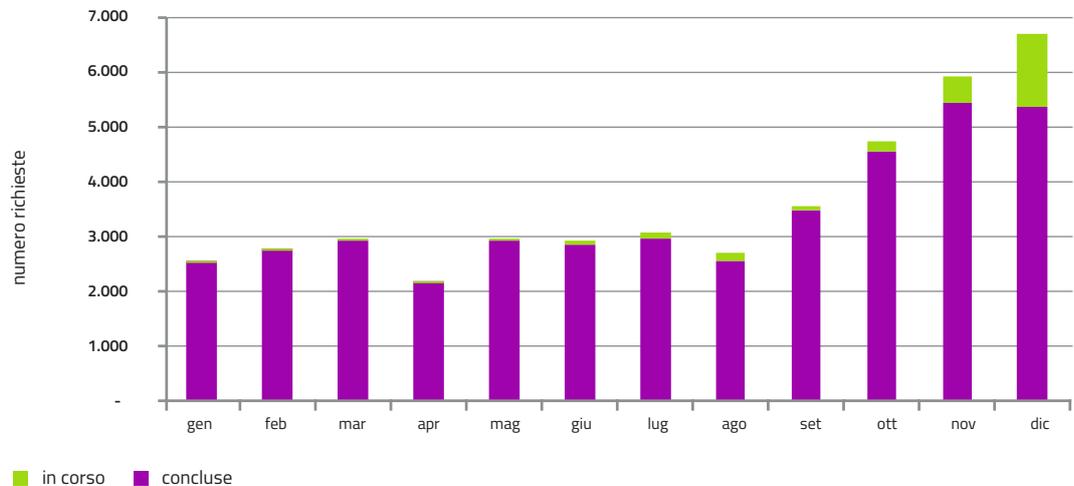
FIGURA 9 - Andamento delle richieste di incentivo nel 2017 per modalità di accesso

Nel 2017 sono pervenute circa 3.600 richieste al mese, in netto aumento rispetto all'anno precedente (mediamente 1.300 richieste al mese nel 2016). In particolare, nel mese di dicembre 2017, sono pervenute 6.718 richieste di concessione dell'incentivo che rappresentano circa la metà delle richieste pervenute in tutto l'anno precedente.

Nonostante il crescente aumento dei volumi, nel 2017 il GSE ha concluso l'istruttoria del 94% delle richieste pervenute.

FIGURA 10 – Andamento delle richieste di incentivo nel 2017 per avanzamento dell'istruttoria

ANDAMENTO RICHIESTE PER MESE DI INVIO/STATO



Gli interventi incentivati in accesso diretto nel 2017 sono 39.519: tale numero è superiore al numero delle richieste con contratto attivato (38.775) per la presenza di richieste cosiddette "multi-intervento", con più interventi realizzati contestualmente.

Nel 2017 sono stati riconosciuti 100,2 mln€ di incentivi in accesso diretto (+187% rispetto ai 34,9 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 più del 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 2000% rispetto all'anno precedente (da circa 400.000 del 2016 a 9,6 mln€ riconosciuti nel 2017).

TABELLA 7 – Accesso Diretto - Dettaglio dei contratti attivi per tipologia di intervento nel 2017

Tipologia di intervento	N. interventi	Incentivi per intervento [mln€]	Incentivo medio [€/intervento]
1.A - Involucro opaco	166	6,10	36.765
1.B - Chiusure trasparenti	131	2,85	21.786
1.C - Generatori a condensazione	1.079	2,92	2.703
1.D - Schermature	17	0,07	4.118
1.E - NZEB	1	1,06	1.058.000
1.F - Sistemi di illuminazione	70	0,70	9.957
1.G - Building Automation	19	0,08	4.368
2.A - Pompe di calore	1.949	9,59	4.923
2.B - Generatori a biomasse	23.425	51,05	2.179
2.C - Solare termico	12.213	24,75	2.026
2.D - Scaldacqua a pdc	388	0,22	575
2.E - Sistemi ibridi	61	0,14	2.246
TOTALE (parziale)	39.519	99,53	2.519
DE+APE: Diagnosi e attestato prestazione energetica*	365	0,62	
TOTALE		100,2	

* 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), riconducibile a un'adesione più capillare al meccanismo incentivante anche per tipologie di intervento meno costose.

Nel 2017 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 6,7 mln€) e la sostituzione dei serramenti (2,4 mln€).

TABELLA 8 - Prenotazione - Dettaglio degli interventi prenotati nel 2017 dalla PA

Tipologia di intervento	N. interventi realizzati	Incentivi per intervento [mln€]
1.A - Involucro opaco	78	6,65
1.B - Chiusure trasparenti	70	2,42
1.C - Generatori a condensazione	34	0,54
1.D - Schermature	13	0,09
1.E - NZEB	28	16,34
1.F - Sistemi di illuminazione	62	1,32
1.G - Building Automation	13	0,28
2.A - Pompe di calore	22	0,99
2.B - Generatori a biomasse	3	0,11
2.C - Solare termico	10	0,09
2.D - Scaldacqua a pdc	10	0,02
TOTALE (parziale)	343	28,85
DE+APE: Diagnosi e attestato prestazione energetica	113	0,34
TOTALE		29,2

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 40% del totale degli incentivi riconosciuti in accesso diretto alla PA, a fronte di un peso limitato allo 10,7% in termini di numerosità degli interventi: ciò è rappresentativo di consistenze degli interventi mediamente importanti. Si osserva la crescita degli interventi di tipologia "1.C - Generatori a condensazione", triplicati rispetto all'anno precedente (da 364 interventi incentivati nel 2016 a 1.079 nel 2017).

FIGURA 11 - Accesso Diretto: distribuzione degli interventi realizzati nel 2017 dalla PA

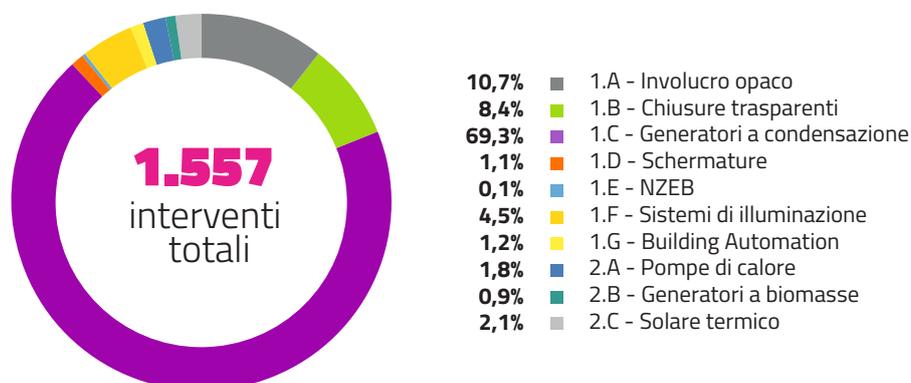
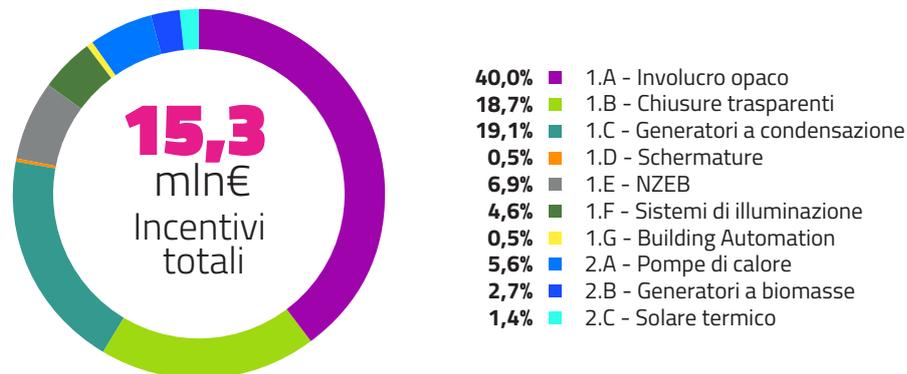


FIGURA 12 - Accesso Diretto: distribuzione incentivi per interventi realizzati nel 2017 dalla PA


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. Limitatamente agli incentivi riconosciuti in accesso diretto, l'impegno di spesa annua cumulata per il 2017 è di 88,9 mln€, di cui 73,6 per i privati e 15,3 mln€ per le PA. 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 2017 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. Al fine di promuovere e semplificare la fruizione del meccanismo incentivante, nel dicembre 2017 è stato completato e aggiornato il Catalogo degli apparecchi domestici comprensivo degli articoli di maggiore diffusione e, in collaborazione con le associazioni dei produttori e con il supporto del Comitato Termotecnico Italiano, sono stati strutturati e gestiti i flussi di dati relativi agli apparecchi che i produttori propongono di inserire nel Catalogo ufficiale in quanto rispondenti ai requisiti tecnici richiesti dal Conto Termico. Il GSE si ripropone di tenere costantemente aggiornato detto Catalogo nell'ottica di rendere sempre più funzionale e ordinato l'accesso al meccanismo di sostegno.

Inoltre, sempre nell'anno 2017, è stata strutturata sul Portaltermico la procedura semplificata per usufruire del mandato irrevocabile all'incasso come previsto all'art. 8 comma 5 del D.M. 16 febbraio 2016. 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.

6.3.4 Ricadute energetiche ed ambientali

Il GSE effettua il monitoraggio delle ricadute ambientali connesse alla realizzazione degli interventi di efficienza energetica e agli impianti alimentati a fonti rinnovabili.

Complessivamente gli interventi promossi attraverso il Conto Termico nel 2017 hanno consentito la produzione di circa 800 GWh di energia rinnovabile termica, il risparmio di quasi 50.000 tep di energia negli usi finali e risparmi di emissioni in termini di gas serra (100.000 ton CO_{2eq}) e particolato (1.100 ton PMx).

Nella tabella seguente sono illustrate i dati di dettaglio in termini di energia rinnovabile prodotta, risparmi di energia ed emissioni evitate per le principali categorie di interventi (a cui corrisponde oltre il 95% degli incentivi) presentate nel 2017 e aventi un contratto attivo.

TABELLA 9 - Energia rinnovabile prodotta, risparmi di energia primaria ed emissioni evitate per gli interventi del Conto Termico nel 2017

	Energia FER MWh	Risparmi energia finale tep/anno	Risparmi CO ₂ tCO ₂ /anno	Risparmi PMx tPMx/anno
Involucro opaco		348	844	0,005
Chiusure Trasparenti		206	501	0,003
Generatori a condensazione		1.111	2.697	0,043
Pompe di calore	30.917	408	4.710	0,050
Generatori a biomasse	703.543	42.031	79.763	1.106,142
Solare termico	48.116	460	11.270	0,094
Scaldacqua a PdC	559	-	283	0,002

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 Pubblica Amministrazione 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 CO₂);
- 55 mln€ per il periodo 2015-2020 (25 mln€/anno da disponibilità attuale del fondo e fino a un massimo di 30 mln€/anno da proventi aste).

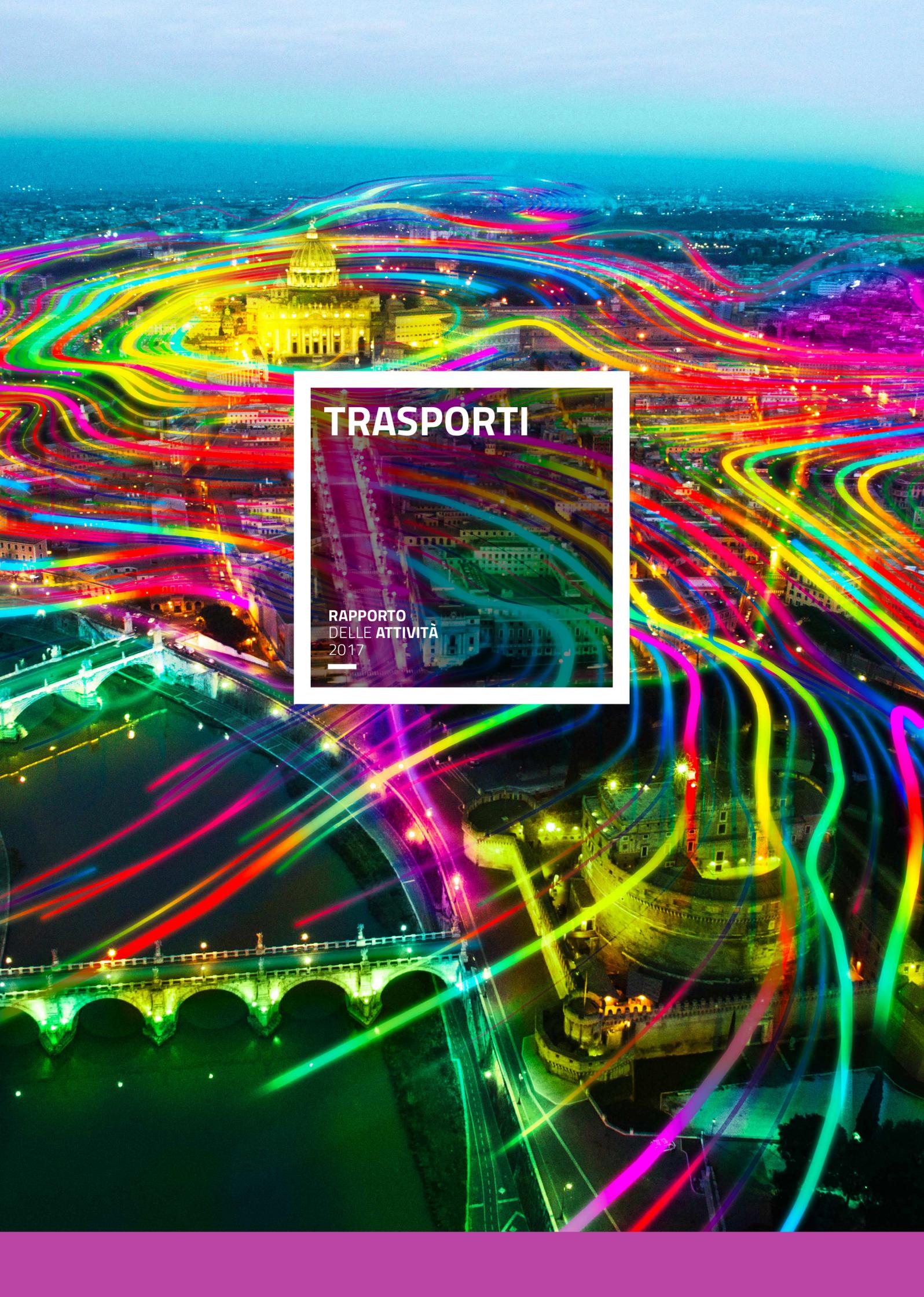
Il coordinamento e monitoraggio dello stato di avanzamento del Programma è assegnato alla cabina di regia per l'efficienza energetica, istituita dal MiSE e dal Ministero dell'Ambiente. Il GSE, insieme all'ENEA, fornisce supporto tecnico alle attività della cabina di regia.

Per la call 2016, è stata approvata e pubblicata la graduatoria delle proposte progettuali ammesse al finanziamento. Il PREPAC 2016 si riferisce a 32 progetti per un importo complessivo di circa 60 mln€ che vanno ad aggiungersi ai 73 mln€ di finanziamenti già allocati per il PREPAC 2014-2015.

La realizzazione dei programmi 2014-2016 consentirà di riqualificare una superficie complessiva di oltre 1 milione di metri quadri, pari ad un tasso annuo del 3,2%, assicurando il rispetto degli obiettivi europei dedicati alla riqualificazione energetica degli immobili della PA.

Nel 2017, così come avvenuto per gli anni 2014-2016, il GSE in collaborazione con ENEA, ha svolto l'attività di supporto al MiSE per l'istruttoria tecnica delle proposte progettuali ai fini dell'accesso al programma.

Per la call 2017, sono state presentate 83 proposte progettuali pari a circa 84 mln€ richiesti dalle PA proponenti e, in tale ambito, il GSE ha curato la valutazione di 34 progetti corrispondenti a un impegno di spesa di circa 50 mln€.



TRASPORTI

RAPPORTO
DELLE ATTIVITÀ
2017

BIOCARBURANTI E BIOMETANO

CAPITOLO 7



Dopo una fase di decrescita, il 2016, come il 2015, ha visto un aumento dei carburanti fossili immessi in consumo rispetto all'anno precedente (ca. 341 mln di Gcal, +3,6%) e, al contrario, una diminuzione dei biocarburanti sostenibili (ca. 10,6 mln di Gcal, -10,3%) principalmente a causa dell'incremento del double counting. Sono cresciuti, rispetto al 2016, i Certificati di Immissione in Consumo emessi (12,4%), per un totale di 1,8 mln di certificati, proprio grazie alla maggiore quantità di biocarburanti double counting. Da un punto di vista normativo nel 2016 si è progredito con l'attività preparatoria del nuovo decreto sul biometano e di recepimento 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 CO₂ in atmosfera.

7.1.1 Quadro normativo e soggetti obbligati

A partire dall'anno 2015 la quantità minima annua di biocarburanti che i soggetti obbligati devono immettere in consumo è calcolata sulla base del contenuto energetico di benzina e gasolio immessi in consumo nello stesso anno.

Nel 2017 la quota d'obbligo è stata pari al 6,5%: ciò significa che i soggetti obbligati hanno avuto l'obbligo di immettere in consumo una quantità di biocarburante il cui contenuto energetico fosse almeno il 6,5% di quello della benzina e del gasolio immessi nello stesso anno.

Il controllo dell'assolvimento dell'obbligo effettuato nel 2017 è stato, invece, volto a verificare che le immissioni di biocarburanti sostenibili nel 2016 siano state almeno il 5,5% del contenuto energetico della benzina e del gasolio immessi in consumo nello stesso 2016, 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. 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, oggetto di verifica nel 2017, 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, il bioetanolo, prodotto da biomasse ricche di zuccheri (ad esempio il mais), utilizzato anche per la produzione di ETBE, biocarburante considerato rinnovabile, dalla normativa nazionale, solo per il 47% in volume¹.

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 Commissione Europea, 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 Commissione Europea.

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 ad uso aviazione ai fini del raggiungimento dell'obiettivo 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.

NOTA

¹ Come da Allegato I al D.M. MiSE 10 ottobre 2014

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 Ministero e composto dal MATTM, dal Ministero delle Politiche Agricole, Alimentari e Forestali, 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: acquisizione dei dati relativi all'immissione in consumo di carburanti e biocarburanti, emissione dei CIC, raccolta ed elaborazione dei dati sulle emissioni di CO₂ dei soggetti obbligati e dei fornitori dei soli GPL e metano, ecc.

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 Ministro dello Sviluppo Economico del 24 dicembre 2014.

7.1.3 Dati relativi alle attività condotte nel 2017

Carburanti e biocarburanti immessi in consumo

L'evoluzione della quantità di carburanti immessi in consumo, a partire dal 2012, ha fatto registrare una riduzione costante del valore riferito alla benzina, mentre per il gasolio, dopo una flessione nel 2013, si è assistito ad un andamento crescente.

Nel 2017, 66 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 2016 sono stati immessi in consumo circa 10,6 mln di Gcal di biocarburanti sostenibili, corrispondenti al 3,1% del contenuto energetico dei carburanti fossili immessi nel 2016, pari a circa 341 mln di Gcal, di cui circa 262 mln di Gcal di gasolio e 79 mln di Gcal di benzina.

TABELLA 1 - Carburanti immessi in consumo dal 2012 al 2016 [mln Gcal]

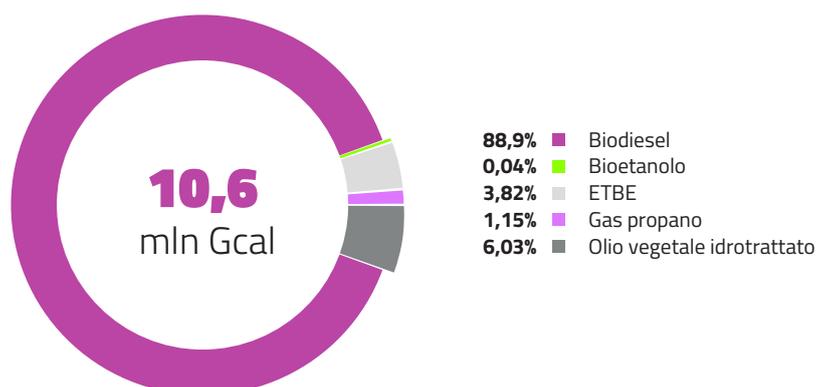
Carburanti (mln Gcal)	2012	2013	2014	2015	2016
Benzina	86,51	83,22	81,26	80,46	79,22
Gasolio	250,12	243,48	244,28	248,56	261,77
Biocarburanti:	14,09	12,84	10,80	11,84	10,60
di cui sostenibili	14,06	12,82	10,78	11,81	10,58
di cui non sostenibili	0,03	0,03	0,02	0,04	0,02

La differenza fra la quota d'obbligo da raggiungere (5,5%) e quella fisicamente osservata (3,1%), 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 2012.

TABELLA 2 - Biocarburanti sostenibili immessi in consumo dal 2012 al 2016 [mln Gcal]

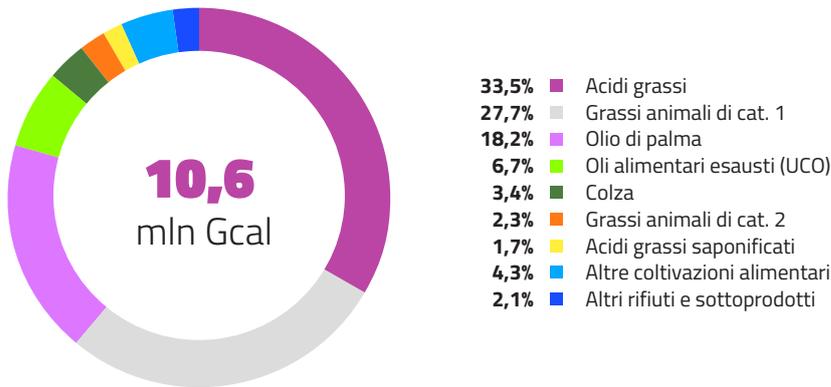
Biocarburanti Sostenibili (mln Gcal)	2012	2013	2014	2015	2016
Biodiesel	12,65	11,77	10,08	10,22	9,41
ETBE	1,28	0,90	0,09	0,25	0,40
Olio vegetale idrotrattato	0,11	0,12	0,58	1,09	0,63
Bioetanolo	0,02	0,01	0,01	0,02	0,00
Gas propano	-	-	0,02	0,11	0,12
Olio vegetale puro	-	0,02	-	-	-
Diesel Fisher-Tropsch				0,11	-
Totale	14,06	12,82	10,78	11,80	10,58

Il biocarburante principalmente immesso in consumo in Italia è il biodiesel, con una quota che nel 2016 raggiunge quasi l'89% del contenuto energetico complessivo dei biocarburanti sostenibili, seguito a distanza dall'olio vegetale idrotrattato - HVO - (6,0%).

FIGURA 1 - Biocarburanti sostenibili immessi in consumo nel 2016


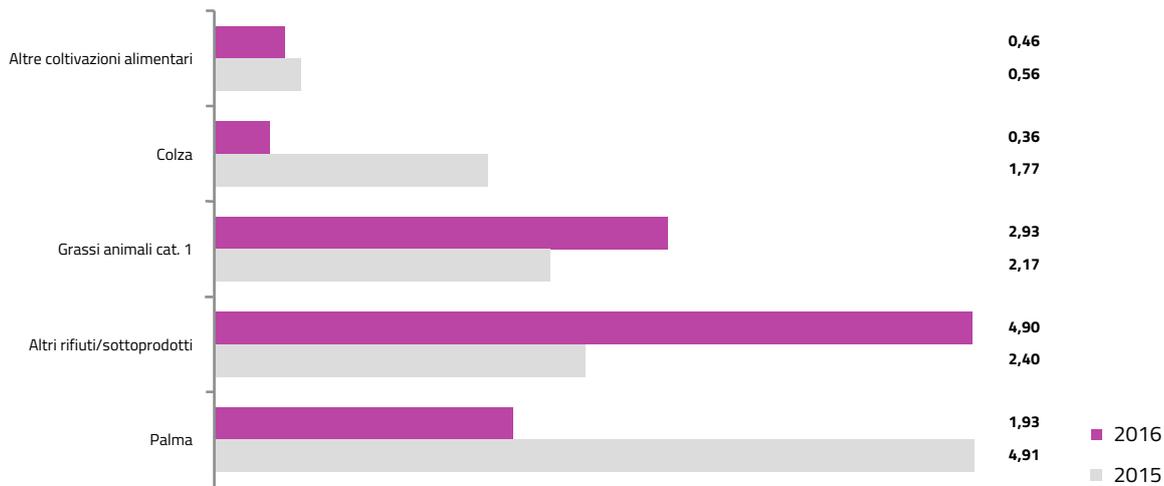
Le materie prime più utilizzate per la produzione dei biocarburanti sostenibili immessi in consumi nel 2016 sono risultate essere: acidi grassi (33,5%), grassi animali di cat.1 (27,7%), olio di palma (18,2%), oli alimentari esausti (6,7%), altre coltivazioni alimentari (4,3%), colza (3,4%), grassi animali di cat.2 (2,3%), altri rifiuti e sottoprodotti (2,1%), acidi grassi saponificati (1,7%).

FIGURA 2 - Materie prime utilizzate per i biocarburanti sostenibili 2016



Il 2016, rispetto all'anno precedente, ha visto un marcato incremento dei biocarburanti double counting prodotti a partire da rifiuti e sottoprodotti (grassi animali di categoria 1 e 2, acidi grassi, UCO, acidi grassi saponificati e altri rifiuti e sottoprodotti: 7,83 mln Gcal) e, coerentemente, una notevole riduzione dei biocarburanti prodotti a partire da olio di palma (1,9 mln Gcal) e colza (0,4 mln Gcal).

FIGURA 3 - Materie prime utilizzate per i biocarburanti sostenibili 2015-2016 [mln Gcal]



Al contrario di quanto osservato l'anno precedente, i biocarburanti immessi in consumi nel 2016 sono stati prodotti prevalentemente con materie prime di origine comunitaria (58,6% in termini di contenuto energetico); nell'ambito dell'UE, la Spagna, l'Italia e la Francia sono i Paesi di principale origine delle materie prime.

Tra i paesi non appartenenti all'UE, risultano notevolmente in calo le importazioni di materie prime da Indonesia e Malesia.

FIGURA 4 - Biocarburanti sostenibili immessi in consumo nel 2016 per Paesi di origine delle materie prime

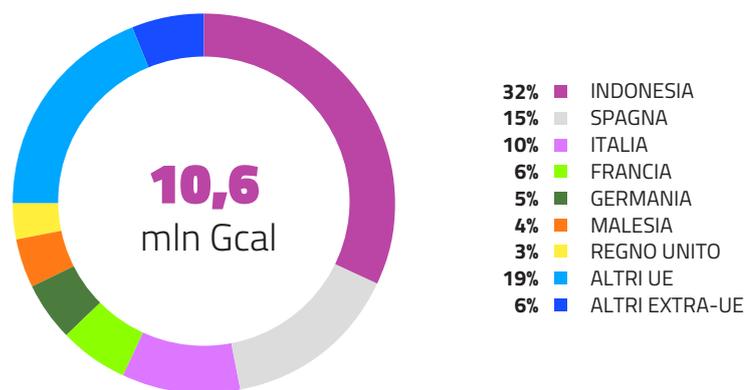
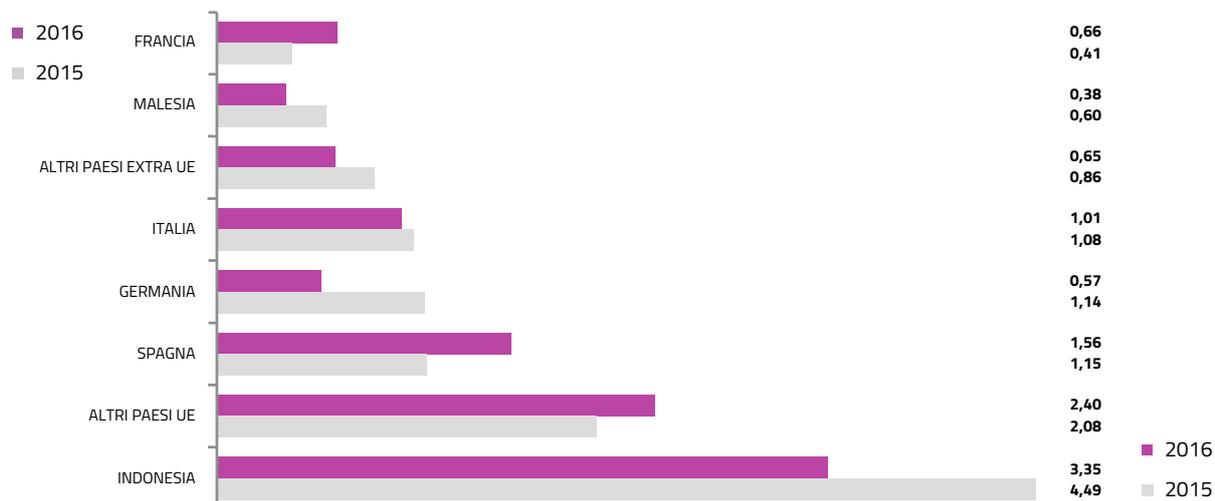


FIGURA 5 - Biocarburanti sostenibili immessi in consumo nel 2015-2016 per Paese di origine delle materie prime [mIn Gcal]



Il luogo di produzione dei biocarburanti immessi in consumo è in grande prevalenza comunitario (circa il 90% in termini di contenuto energetico nel 2016). Rispetto al 2015, sono aumentati i biocarburanti prodotti in Spagna e diminuiti quelli prodotti in Italia e Germania.

FIGURA 6 - Biocarburanti sostenibili immessi in consumo nel 2016 per Paese di produzione del biocarburante

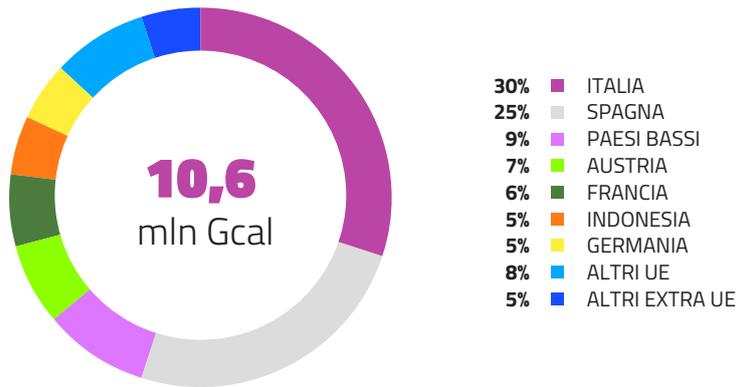
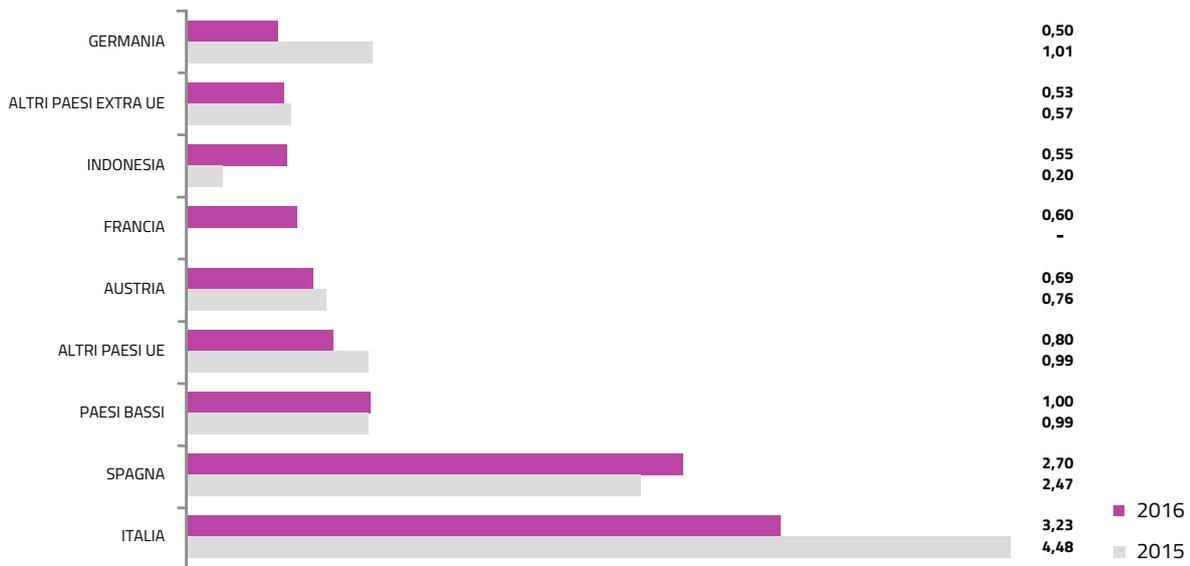
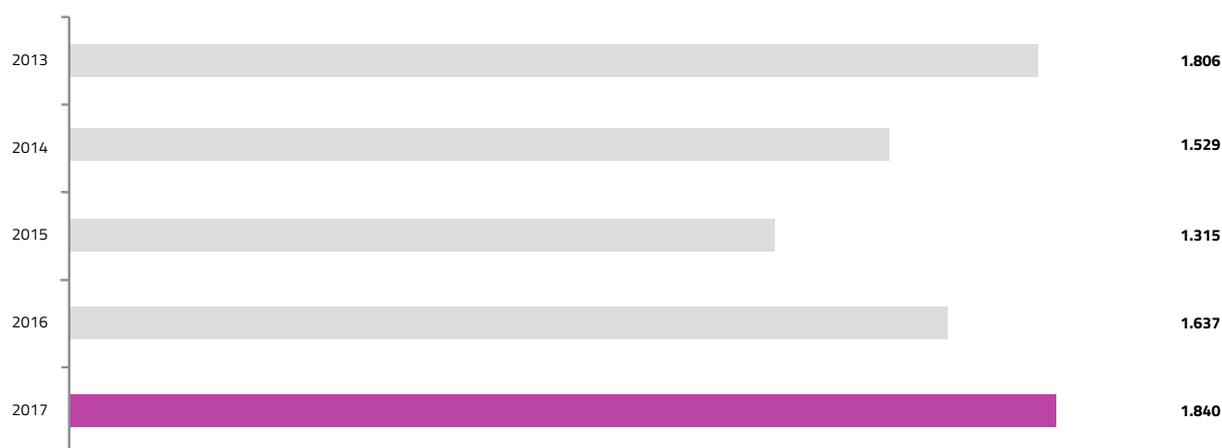


FIGURA 7 - Biocarburanti sostenibili immessi in consumo nel 2015-2016 per Paese di produzione del biocarburante [mln Gcal]



Certificati di immissione in consumo rilasciati nel 2017

A fronte del quantitativo di biocarburanti sostenibili immessi in consumo nel 2016, il GSE nel 2017 ha rilasciato ai soggetti obbligati oltre 1,8 mln di CIC, con un trend in ascesa rispetto all'anno precedente (1,6 mln di Certificati rilasciati nel 2016 per i biocarburanti immessi in consumo nel 2015).

FIGURA 8 - CIC emessi dal 2013 al 2017 [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. Ad oggi – non essendone previsto l'obbligo – il prezzo di compravendita di ogni singolo CIC non viene dichiarato al momento della registrazione della transazione.

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 2017, sono stati sottoposti a controlli tramite verifica in loco 4 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. Tale documentazione, anche a seguito di approfondimenti e integrazioni, è risultata idonea al riconoscimento dei CIC rilasciati dal GSE per 3 dei 4 soggetti obbligati. Per un soggetto, invece, 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 MiPAAF 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.

Emissioni di CO₂

In ottemperanza a quanto previsto dalla direttiva 2009/30/CE, il D.Lgs. 55/2011 (che ha integrato il D.Lgs. 66/2005) ha stabilito che i soggetti obbligati dovranno assicurare che le emissioni di gas a effetto serra prodotte durante il ciclo di vita dei carburanti per autotrazione per i quali avranno assolto l'accisa nell'anno 2020 e dell'elettricità fornita a veicoli stradali nel medesimo anno, dovranno essere inferiori almeno del 6% rispetto al valore di riferimento stabilito dalla direttiva stessa.

Al fine di monitorare l'andamento delle emissioni, il D.Lgs n. 51 del 21 marzo 2017, ha stabilito, altresì, 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 e biocarburanti immessi in consumo e di energia elettrica destinata a veicoli stradali nell'anno di riferimento e le relative emissioni di gas serra (CO₂). Il legislatore ha anche previsto l'irrogazione di ingenti sanzioni per coloro che non effettuano le autocertificazioni secondo le modalità di legge.

Nell'ottica di semplificare gli adempimenti a carico degli operatori, a partire dal 1° gennaio 2014 il GSE è subentrato all'Ispra nella raccolta informatica di dette autocertificazioni e dei relativi dati, a norma del D.Lgs. n. 28 del 3 marzo 2011 in materia di raccordo dei flussi informativi.

Al riguardo, con le autodichiarazioni presentate nel 2017:

- 21 società fornitrici di GPL (compresi quegli operatori che eventualmente si configurano anche come soggetti obbligati) hanno dichiarato l'immissione in consumo nel 2016 di circa 1,3 milioni di tonnellate di GPL e 40 società fornitrici di metano (compresi quegli operatori che eventualmente si configurano anche come soggetti obbligati), di cui 4 anche fornitrici di GPL, hanno dichiarato l'immissione in consumo nel 2016 di oltre 692 mln di Sm³ di metano, per un totale di oltre 6,3 milioni di tonnellate di CO₂eq emesse;
- 66 soggetti obbligati hanno dichiarato di aver immesso in consumo quasi 1,2 milioni di tonnellate di biocarburanti e oltre 33 milioni di tonnellate di carburanti fossili, per un totale di oltre 120 milioni di tonnellate di CO₂eq emesse, di cui 0,9 milioni di tonnellate riferite ai biocarburanti e quasi 120 milioni di tonnellate 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 (CO₂eq) correlate alle quantità dei carburanti e biocarburanti immessi in consumo.

FIGURA 9 - Emissioni di CO₂ relative ai carburanti immessi in consumo nel 2016

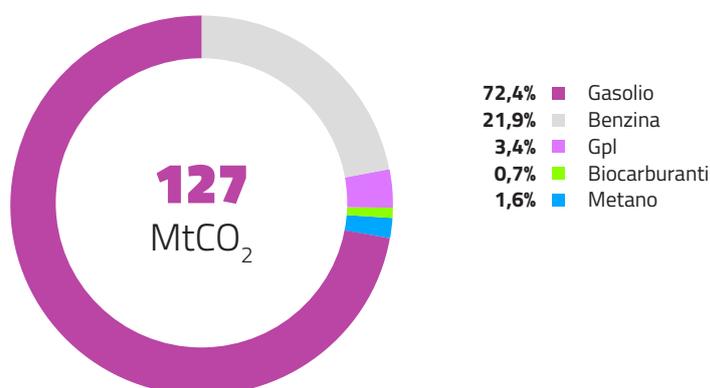
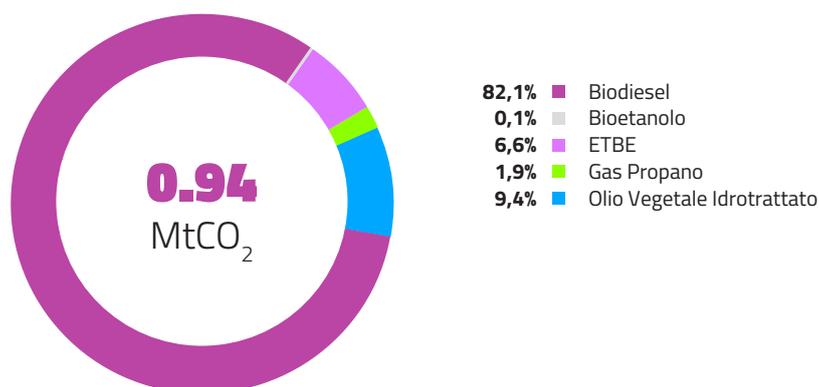


TABELLA 3 - Emissioni di CO₂ relative ai carburanti immessi in consumo dal 2012 al 2016 [MtCO₂]

Carburanti MtCO ₂	2012	2013	2014	2015	2016
Benzina	30,354	29,199	28,510	28,229	27,795
Gasolio	87,759	85,428	85,709	87,211	91,846
GPL	n.d.	3,356	4,175	4,885	4,318
Metano	n.d.	1,626	1,604	1,766	2,023
Biocarburanti:	3,087	2,277	1,811	1,597	0,938
di cui sostenibili	3,075	2,268	1,804	1,584	0,930
di cui non sostenibili	0,012	0,009	0,007	0,013	0,008

FIGURA 10 - Emissioni di CO₂ relative ai biocarburanti immessi in consumo nel 2016

TABELLA 4 - Emissioni di CO₂ relative ai biocarburanti immessi in consumo dal 2012 al 2016 [MtCO₂]²

Biocarburanti MtCO ₂	2012	2013	2014	2015	2016
Biodiesel	2,786	2,109	1,686	1,326	0,770
Olio vegetale Idrotrattato	0,017	0,020	0,099	0,185	0,088
ETBE	0,279	0,143	0,023	0,046	0,062
Gas propano	-	-	0,003	0,018	0,017
Diesel Fisher-Tropsch	-	-	-	0,016	-
Bioetanolo	0,005	0,002	0,001	0,005	0,001
Olio vegetale puro	-	0,004	-	-	-
Totale	3,087	2,277	1,811	1,597	0,938

7.2 L'INCENTIVAZIONE DEL BIOMETANO

Con il D.M. 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, infatti, 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 D.M. del 5 dicembre 2013 ha assegnato al GSE il compito di qualificare gli impianti di produzione, incentivando il biometano:

- impresso nelle reti di trasporto e di distribuzione del gas naturale attraverso il riconoscimento di una tariffa incentivante calcolata sul biometano immesso in rete. In alternativa, e solo per gli impianti con capacità produttiva fino a 500 standard metri cubi/ora, è possibile optare per il ritiro, da parte del GSE, del biometano. In questo caso si dovrà stipulare un apposito contratto con il GSE;
- utilizzato nei trasporti, previa immissione nella rete del gas naturale tramite il rilascio dei Certificati di Immissione in Consumo previsti per i biocarburanti. Ai fini della verifica della sostenibilità del biometano immesso nei trasporti, si applica il già citato decreto del MATTM 23 gennaio 2012, secondo linee guida specifiche per il biometano, definite dal Comitato Termotecnico Italiano. La verifica dei requisiti della materia prima utilizzata per la produzione di biometano spetta al MiPAAF o ad altro soggetto delegato dal Ministero stesso;

NOTA

² A seguito del censimento di nuovi operatori all'interno dell'applicativo BIOCAR, i valori riportati in Tabella per il 2015 sono stati aggiornati rispetto alla precedente versione del rapporto.

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 è 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. Le misure incentivanti sono, però, applicabili ai soli impianti che entreranno in esercizio entro il 18 dicembre 2018.

La produzione di biometano è incentivata per 20 anni, durante i quali al produttore di biometano è concessa la possibilità, nel corso della vita dell'impianto e per non più di tre volte, di cambiare meccanismo di incentivazione.

Il GSE qualifica gli impianti di produzione di biometano e riconosce l'incentivazione prevista in base all'utilizzo finale del biometano prodotto (opzioni a, b, c).

Nel mese di agosto 2015, il GSE – dopo aver recepito i principali spunti derivati dalla consultazione pubblica appositamente effettuata – ha pubblicato la *Procedura di qualifica per gli impianti di produzione di biometano* e le *Procedure applicative per la richiesta e il rilascio degli incentivi per il biometano trasportato con modalità extra-rete*.

Il 31 ottobre 2016, a seguito degli aggiornamenti dei codici di rete del trasporto del gas (delibere ARERA 626/2015/R/gas, 299/2016/R/gas e 204/2016/R/gas) e dell'aggiornamento - da parte del Comitato Italiano Gas - del Rapporto tecnico UNI/TR 11537, il GSE ha rivisto le proprie procedure applicative per la richiesta e il rilascio degli incentivi, pubblicandone una nuova versione.

Ad oggi, risulta incentivato dal GSE, a partire da giugno 2017, un impianto avente una capacità produttiva oraria pari a 3.750 Smc che effettua l'immissione del biometano nelle reti di trasporto e distribuzione del gas naturale (opzione a), mentre altri 3 impianti hanno ottenuto la qualifica a progetto.

Al fine di agevolare ulteriormente l'accesso alle incentivazioni, il MiSE, di concerto con il MATTM e con il MiPAAF, nel corso del 2017 ha concluso la redazione del nuovo decreto interministeriale per l'utilizzo del biometano e dei biocarburanti compresi quelli avanzati, recependo tra l'altro alcune osservazioni emerse nel corso della consultazione pubblica tenutasi dal 13 dicembre 2016 al 13 gennaio 2017. Dopo il vaglio della Commissione Europea per la verifica della compatibilità con le norme inerenti gli Aiuti di Stato, il decreto è stato emanato a inizio 2018 (D.M. 2 marzo 2018). Il nuovo decreto mira a contribuire al raggiungimento dell'obiettivo del 10% di fonti rinnovabili nel settore trasporti al 2020, fissando anche un sub target nazionale per il biometano avanzato e gli altri biocarburanti avanzati pari allo 0,9% al 2020 e al 1,5% nel 2021.

Il decreto consente il passaggio alla nuova normativa anche ad impianti già qualificati o in corso di qualifica ai sensi del decreto del MiSE 5 dicembre 2013.

Il nuovo decreto prevede la possibilità di ritiro fisico del biometano per gli impianti di qualsiasi capacità produttiva, limitatamente al biometano avanzato immesso in consumo nei trasporti. Per tali impianti è introdotta anche la possibilità di accedere al ritiro oneroso dei CIC da parte del GSE, ad un prezzo prefissato, 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 solo ritiro dei CIC a titolo oneroso è riconosciuto anche agli altri biocarburanti avanzati diversi dal biometano.

Sono previste maggiorazioni per la realizzazione di nuovi impianti di distribuzione di gas naturale per i trasporti e sono 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. Vengono, 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 di tale combustibile vengono, infine, introdotte le GO per il biometano che non riceva altre forme di incentivazione, la cui gestione prevede la costituzione, presso il GSE, di un "Registro nazionale delle GO del biometano".



EMISSIONI

RAPPORTO
DELLE ATTIVITÀ
2017

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 climateranti nel settore energetico e nei settori industriali. Le attività in capo al GSE in quest'ambito sono disciplinate dal D.Lgs. 30/13 e afferiscono a due filoni principali:

- collocamento all'asta dello share nazionale di quote di emissione ETS;
- partecipazione al lavoro della Segreteria tecnica del Comitato ETS.

In virtù dell'esperienza operativa progressivamente maturata, il GSE svolge anche attività di supporto tecnico al Ministero dello Sviluppo Economico e al Ministero dell'Economia e delle Finanze per lo sviluppo della regolazione attuativa dell'EU-ETS e per il suo recepimento in Italia. Nel 2017 il GSE ha contribuito al dibattito sulla riforma del quarto periodo d'obbligo dell'EU ETS (2021-2030) su vari aspetti tecnici, 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 quantitative e con particolare attenzione agli aspetti di mercato della CO₂.

Dal 29 luglio 2016, il GSE 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, che si affiancano a quelle 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

Nel 2013 il GSE è stato formalmente designato quale Responsabile del collocamento delle quote italiane di emissione (Auctioneer) nel Sistema di aste CO₂ dell'EU-ETS, consolidando il perimetro d'azione della Società nell'ambito degli strumenti regolatori per il controllo delle emissioni di gas serra. Tale ruolo è disciplinato da una Convenzione tra Ministero dell'Economia e delle Finanze e GSE, rinnovata nel 2016. Ai sensi della Convenzione, la Società:

- colloca all'asta le quote di emissioni di proprietà italiana nei tempi e quantitativi previsti dal calendario annuale stabilito dalla Commissione europea;
- 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 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 2017, il GSE ha trasferito alla Tesoreria dello Stato i proventi del 2016 (410,5 mln€) e messo all'asta, per conto dell'Italia, oltre 94 mln (94.726.000) di quote di emissione EUA 2017 destinate agli impianti fissi. La Società ha partecipato complessivamente a 137 sessioni d'asta, tenutesi sulla Piattaforma d'Asta Comune (CAP2) gestita da EEX-AG. Nello stesso arco temporale, sono state collocate 590 mila quote EUA-A (dedicate al settore dell'aviazione civile), nel corso di tre sessioni d'asta tenutesi sulla piattaforma comune.

In virtù del meccanismo d'asta centralizzato, i prezzi di aggiudicazione ottenuti dall'Italia per le quote sono i medesimi degli altri Stati membri aderenti alla piattaforma comune europea. La media pesata annuale, determinata prevalentemente dal valore delle EUA, si è attestata a 5,76 euro/tCO₂, superiore del 9,5% rispetto a quanto registrato nel 2016, ovvero 5,26 euro/tCO₂).

FIGURA 1 - Proventi delle aste di quote di emissione italiane EUA e andamento prezzi nel 2017

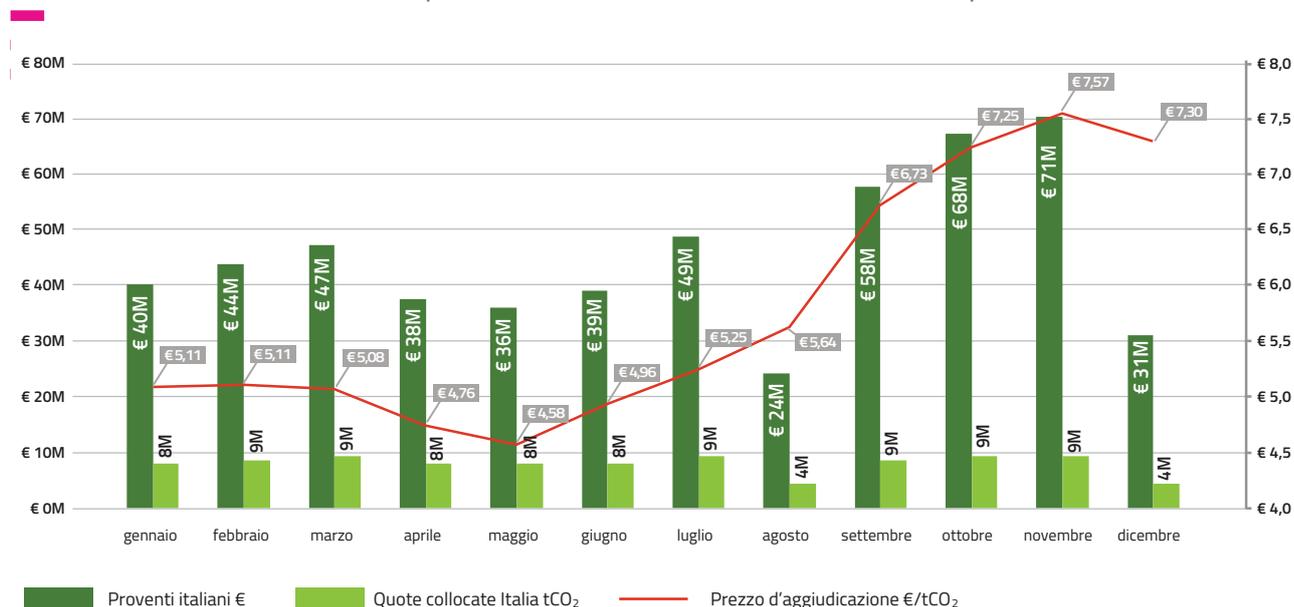
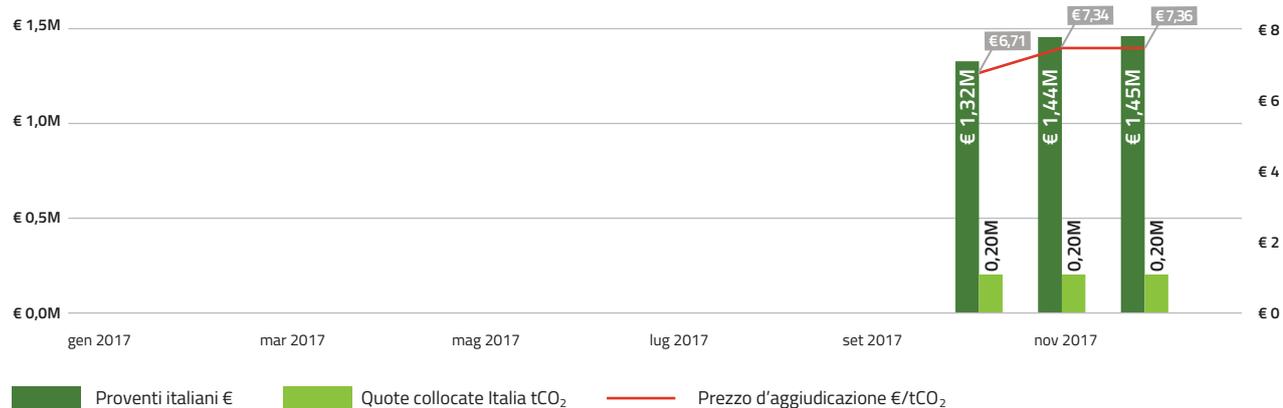


FIGURA 2 - Proventi delle aste di quote di emissione italiane EUA-A e andamento prezzi nel 2017



Il risultato in termini di prezzi è migliorativo rispetto al 2016. Ciononostante, il 2017 ha registrato un aumento dei volumi all'asta a seguito del venir meno degli effetti del backloading, misura di breve periodo introdotta dal 2014 al 2016 per sostenere i prezzi delle quote d'emissione in Europa. Nei primi mesi dell'anno l'aumento dell'offerta delle aste ha comportato un calo dei prezzi; già da maggio il trend si è invertito, mostrando un rialzo marcato a settembre e mantenendo la quota sopra i 7 euro negli ultimi mesi del 2017. L'aumento dei prezzi è stato sostenuto da un lato da una crescita generale delle commodity energetiche e, dall'altro, dalla chiusura del dibattito sulla riforma dell'EU-ETS. Il Sistema, rafforzato da tali evoluzioni soprattutto sul fronte dell'equilibrio dei fondamentali del mercato della CO₂, si è dotato di misure di salvaguardia per fronteggiare i rischi derivanti da un'eventuale uscita non coordinata del Regno Unito dall'Unione Europea (c.d. *hard-Brexit*).

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

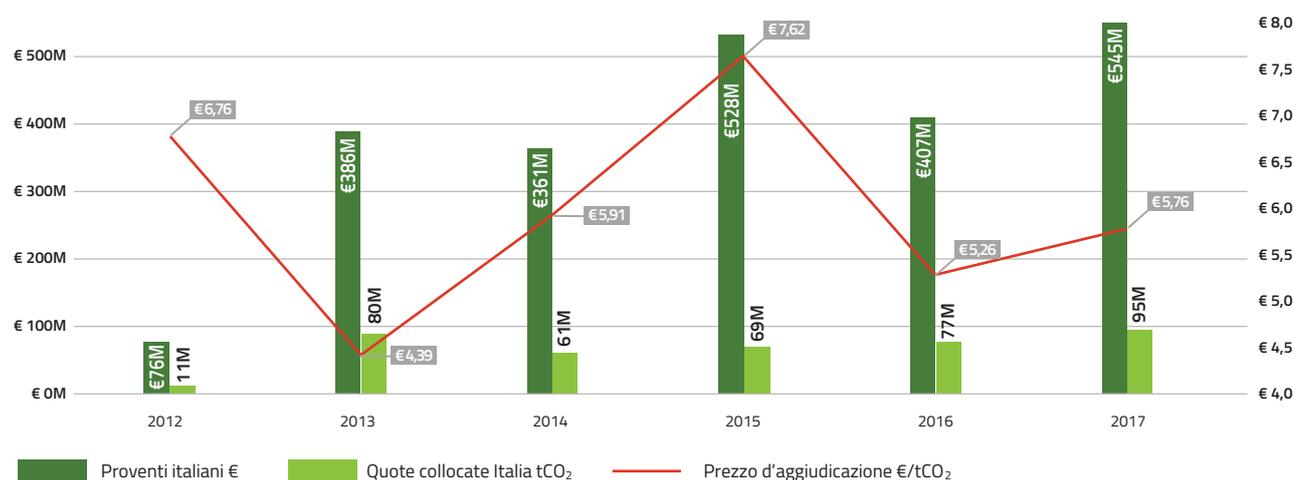
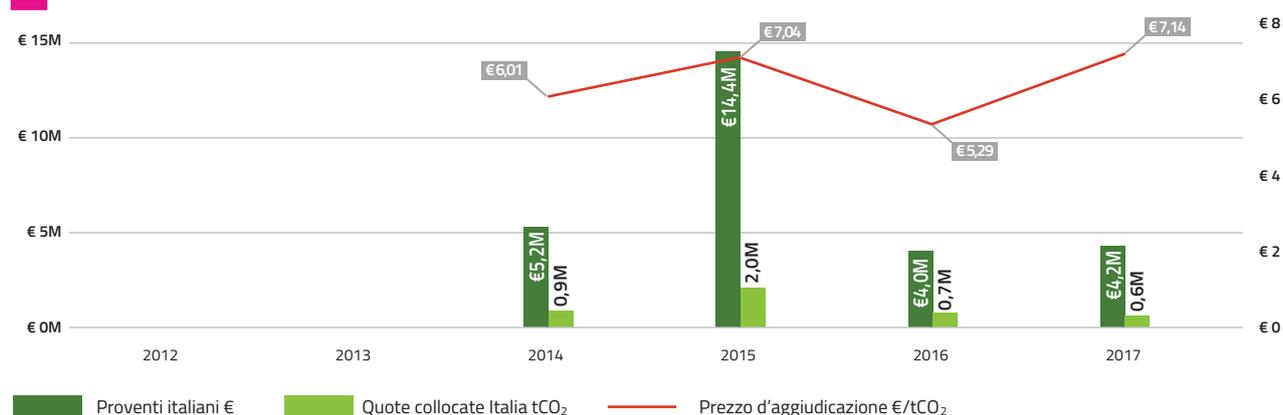


FIGURA 4 - Proventi delle aste di quote di emissione italiane EUA-A dal 2014 a oggi per anno



Grazie all'aumento congiunto dei volumi e dei prezzi nel 2017, il collocamento delle quote svolto dal GSE ha generato un incremento di ricavi per l'Italia, rispetto al 2016, di oltre 138 mln€. Complessivamente, il collocamento delle EUA italiane ha fruttato nel 2017 al Sistema Paese oltre 545 mln€ e il collocamento delle EUA-A ha consentito incassi per circa 4 mln€.

Il Paese, titolare del 10% delle EUA e del 12% delle EUA-A a livello europeo, si è attestato terzo, dopo Germania e Regno Unito, per proventi complessivamente incassati durante l'anno.

FIGURA 5 - Proventi d'asta derivanti dalla vendita di EUA nel 2017 per Stato membro

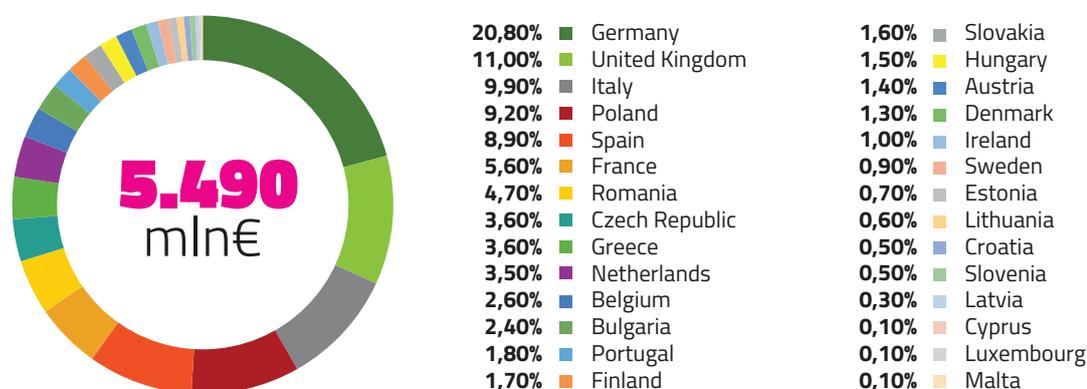


FIGURA 6 - Proventi d'asta da EUA-A vendute nel 2017 per Stato membro

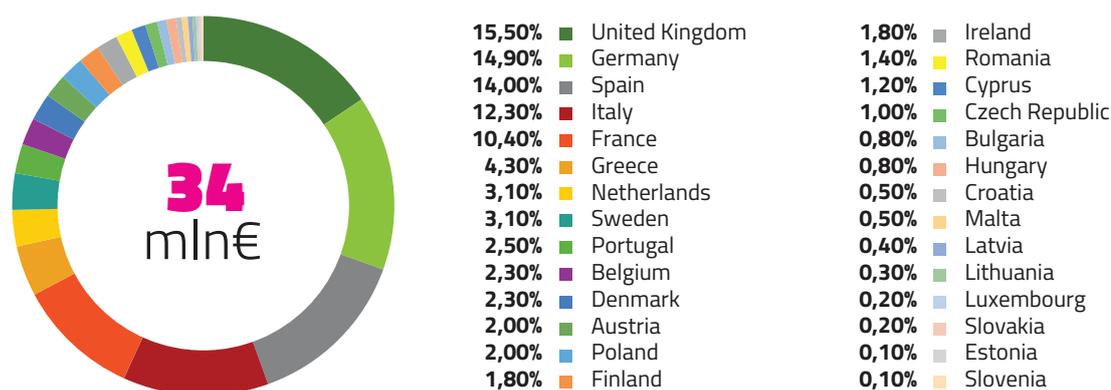


FIGURA 7 - Proventi complessivi da EUA ed EUA-A vendute nel 2017 per Stato membro



L'incremento dei prezzi delle EUA, insieme alle variazioni relative del costo dei combustibili (gas naturale e carbone), ha inoltre contribuito a ridurre mediamente del 39% il differenziale esistente tra il valore delle quote e la media dello switching price carbone/gas. Lo spread EUA-SP è passato, da una media di 8,80 euro nel 2016 ad una media di 5,34 nel 2017. Ciò ha quindi favorito per il secondo anno consecutivo, in Europa, un recupero di terreno della generazione di energia da gas naturale a scapito di quella da carbone, combustibile a più alta intensità carbonica in termini tCO₂/MWh.

La riforma dell'EU-ETS mira a rafforzare i prezzi delle quote e ciò molto probabilmente favorirà il phase-out del carbone, come peraltro previsto dalla stessa SEN italiana al 2025.

FIGURA 8 - Confronto tra i prezzi spot europei della CO₂ e lo switching price (con corridoio utile per lo switching)



A valle delle singole aste, il GSE ha pubblicato regolarmente aggiornamenti sui risultati, dando evidenza dell'ammontare complessivo dei proventi, attraverso un contatore aggiornato su base settimanale e nei rapporti sulle aste pubblicati trimestralmente, nella sezione dedicata alle aste del sito istituzionale del GSE.

8.2.1 Proventi aste e sostenibilità

Ai sensi del D.Lgs. 30/13, il 50% dei proventi delle aste è destinato a misure di lotta ai cambiamenti climatici 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 2017 è stato reso pubblico il resoconto annuale relativo alla destinazione d'uso dei proventi d'asta. La relazione chiarisce che, per vincoli legati alla normativa nazionale, le risorse generate dalle quote di competenza di un dato anno, possono essere effettivamente allocate solo a partire dal giugno dell'anno successivo e che quindi, nel 2016, sono state utilizzate per finalità climatiche le risorse utili generate dalle aste nel 2013 e 2014. Ciò in virtù del fatto che le risorse relative al 2015 sono state assegnate agli specifici capitoli di spesa del Bilancio sul finire del 2016 e conseguentemente il loro utilizzo sarà rendicontato solo a valle della conclusione del 2017.

Come riportato nella relazione (http://cdr.eionet.europa.eu/it/eu/mmr/art17_auctioning), oltre 118 mln€ sono stati impegnati per finalità energetico-ambientali ai sensi degli artt. 10.3 e 3 quinquies della dir. ETS così come recepiti dagli artt. 6 e 19 del D.Lgs. 30/2013. Di questi, oltre 45 mln€ sono stati destinati al finanziamento della riqualificazione energetica ed interventi di efficientamento degli immobili della PA centrale, 24,4 mln€ a programmi di diagnosi energetica, formazione e informazione e fondo efficienza energetica, circa 460 mila euro a programmi in materia di adattamento ai cambiamenti climatici e oltre 40 mln€ a interventi in materia di mobilità sostenibile.

Il GSE ha riportato una sintesi dettagliata dell'allocazione delle risorse nel Rapporto aste relativo al III trimestre 2017.

8.3 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 delle disposizioni nazionali per i Piccoli Emittitori (fondamentalmente PMI) ossia impianti con emissioni inferiori alle 25mila tonnellate di CO₂ 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 Emittitori, definite anche con il supporto tecnico del GSE, vigono dal 2013 e istituiscono un sistema semplificato di monitoraggio e compensazione delle emissioni per impianti con emissioni ridotte di tipo "command and control". 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 Emittitori in attività nel corso del 2017 si sono attestati a 127. Tale riduzione è dovuta a chiusure o sospensioni dell'attività emissiva a seguito del calo dell'attività produttiva.

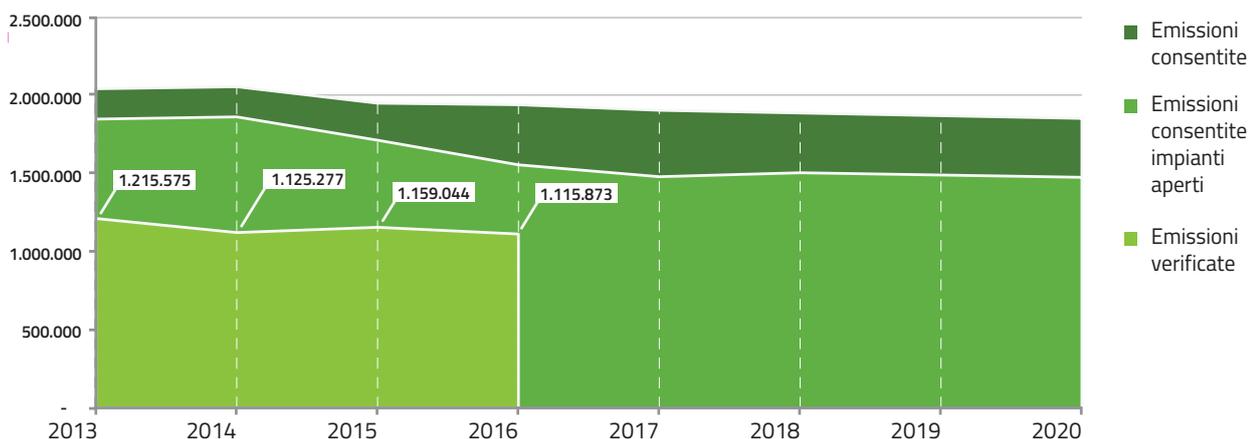
Nel corso del 2017, il GSE, nell'ambito della segreteria tecnica del Comitato ETS, ha fornito supporto operativo per conto del MiSE relativamente ai seguenti adempimenti di legge per i Piccoli Emittitori:

- validazione delle comunicazioni verificate delle emissioni 2016 e verifica delle comunicazioni delle emissioni relative a "micro emettitori" (con emissioni sotto le 5.000 tCO₂eq.);
- 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;
- verifica dell'adempimento biennale all'obbligo di conformità rispetto dei livelli emissivi consentiti ai sensi di cui alle delibere 27/2015 e 69/2017 e ai sensi dell'articolo 38 co. 4 del D.Lgs 30/2013;
- aggiornamento periodico del Registro Nazionale Piccoli Emittitori (Renape);

■ partecipazione alle audizioni degli impianti presso la Segreteria tecnica del Comitato ETS.

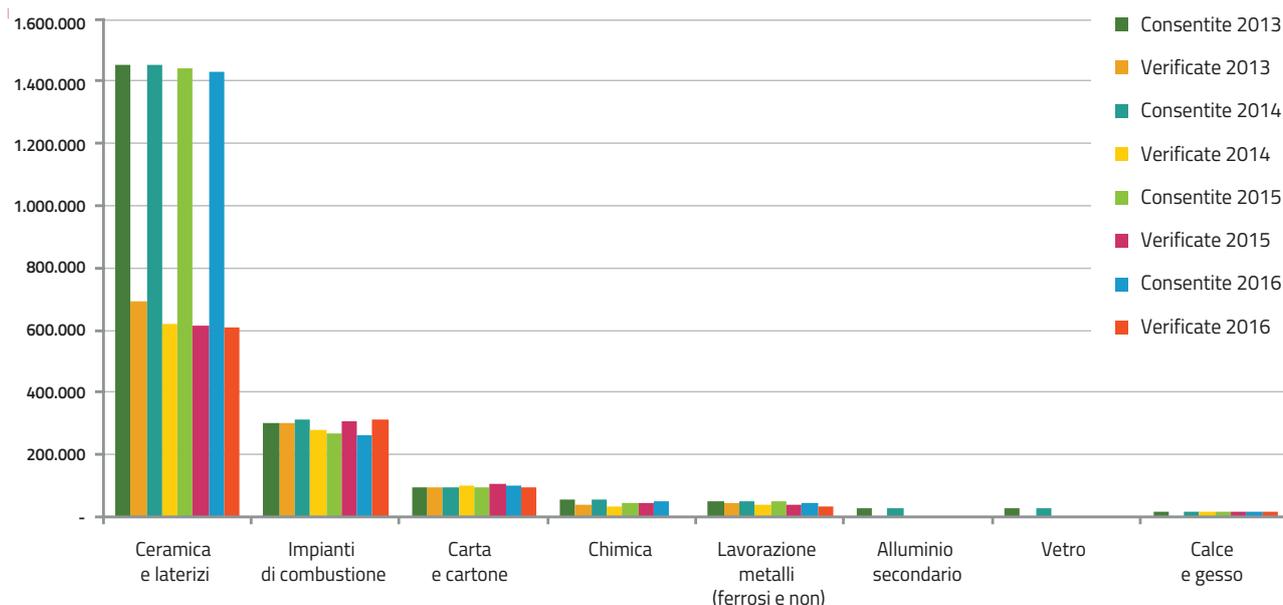
Con riferimento all'attività svolta nell'ambito della Segreteria Tecnica del Comitato ETS, è emerso che nell'anno 2016 gli impianti Piccoli Emettitori hanno emesso poco più di 1,1 mln di CO₂ equivalente (1.115.873 tCO₂eq), circa il 43% in meno rispetto ai quasi 2 mln di emissioni consentite (1.945.779 tCO₂eq) per l'anno, e circa il 29% in meno rispetto alle emissioni consentite ai soli impianti attivi (1.574.173 tCO₂eq).

FIGURA 9 - Emissioni consentite ed emissioni verificate degli impianti Piccoli Emettitori dal 2013 al 2016 (tCO₂/anno)



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 (tCO₂/anno)





VERIFICHE

RAPPORTO
DELLE ATTIVITÀ
2017

VERIFICHE, RECUPERO INCENTIVI, CONTENZIOSO

CAPITOLO 9



9.1 VERIFICHE E ISPEZIONI

9.1.1 Volumi di attività

Il GSE, 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, 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 e sugli impianti di cogenerazione riconosciuti ai sensi della delibera ARERA n. 42/02 e successive modifiche. 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 (SEESEU), svolti dal GSE nell'ambito del regime di avvalimento.

La rilevanza strategica delle attività di verifica del GSE è stata confermata con l'emanazione del D.M. 31 gennaio 2014 del MiSE (di seguito D.M. Controlli), che ha introdotto, ai sensi dell'articolo 42 del D.Lgs. 28/11, una disciplina organica dei controlli per gli impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili. Il D.M. Controlli dispone infatti le modalità di programmazione delle attività di controllo, le modalità operative di effettuazione di controlli con sopralluogo, le attività di supporto in capo ai gestori di rete, individuando le violazioni rilevanti che comportano la decadenza dagli incentivi, con l'integrale recupero delle somme già erogate e l'eventuale segnalazione all'ARERA per i seguiti sanzionatori.

L'attività di verifica svolta dal GSE ha assunto negli anni crescente importanza. Nel corso del 2017, in piena continuità con l'operato del 2016, l'attività di verifica è stata ulteriormente potenziata in considerazione dell'esigenza di rendere più selettivi gli obiettivi di controllo a seguito dell'emanazione del D.M. Controlli e in attuazione delle Linee Guida per la pianificazione e programmazione dell'attività di verifica e ispezione nel periodo 2017-2019.

I controlli svolti nell'anno 2017 sono 5.260, di cui 1.967 con sopralluogo e 3.293 mediante verifiche documentali, per una potenza complessivamente verificata di 4.344 MW.

Nel corso del 2017 sono state effettuate 1.674 verifiche sugli impianti fotovoltaici, per una potenza complessiva pari a 1.505 MW. Il 41,5% di tali verifiche ha riguardato impianti incentivati ai sensi del D.M. 5 maggio 2011 (Quarto Conto Energia), il 33,6% impianti incentivati ai sensi del D.M. 19 febbraio 2007 e della Legge 129/10 (Secondo Conto Energia), il 13,2% impianti incentivati ai sensi del D.M. 5 luglio 2012 (Quinto Conto Energia), l'8,4% impianti incentivati ai sensi del D.M. 6 agosto 2010 (Terzo Conto Energia) e il 2,9% impianti incentivati ai sensi dei DD.MM. 28 luglio 2005 e 6 febbraio 2006 (Primo Conto Energia). Infine, lo 0,4% di tali verifiche ha riguardato impianti solari termodinamici incentivati ai sensi del D.M. 23 giugno 2016.

Per quanto attiene agli impianti alimentati da fonti rinnovabili diverse dal fotovoltaico, sono state effettuate 406 verifiche, per una potenza complessiva di 1.098 MW. Di tali verifiche, 365 hanno riguardato impianti qualificati FER, 35 impianti qualificati IAFR, 3 impianti cui sono riconosciute GO, 2 impianti eolici che hanno richiesto la remunerazione della Mancata Produzione e un impianto con Ritiro Dedicato.

Nel 2017 sono state effettuate 2 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 259 MW.

Nel corso del 2017 sono state effettuate 122 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 1.278 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 2017, a fronte di 122 verifiche effettuate, sono state oggetto di controllo complessivamente 485 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 12 verifiche, per una potenza complessiva di circa 204 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 deliberazione 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 2017, a fronte di 12 verifiche effettuate, sono state oggetto di controllo complessivamente 73 annualità.

Nel 2017 sono state effettuate 2.954 verifiche su interventi di efficienza energetica ai sensi del D.M. 28 dicembre 2012 - CB e 90 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 2017

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

TABELLA 2 - Verifiche svolte dal 2010 al 2017: potenza [MW] degli impianti verificati

TIPOLOGIA DI IMPIANTO/ MECCANISMO INCENTIVANTE	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Impianti fotovoltaici	69	1.033	884	402	568	675	818	1.505
Impianti IAFR/FER	1.573	1.408	3.767	783	1.086	1.812	1.481	1.098
Impianti CIP6/92 e di cogenerazione in avvalimento ARERA	1.017	3.135	1.793	2.149	1.916	956	32	259
Impianti di cogenerazione abbinata al teleriscaldamento	421	26	31	426	12	76	443	204
Impianti CAR (D.M. 5 settembre 2011)	-	-	-	-	1.275	1.801	225	1.278
CB (D.M. 28 dicembre 2012)	-	-	-	-	-2	-2	-2	-2
Conto Termico (D.M. 28 dicembre 2012)	-	-	-	-	-2	-2	-2	-2
Impianti verificati (potenza totale MW)¹	2547	5.602	6.475	3.760	4.857	5.320	2.999	4.344

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

² 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.

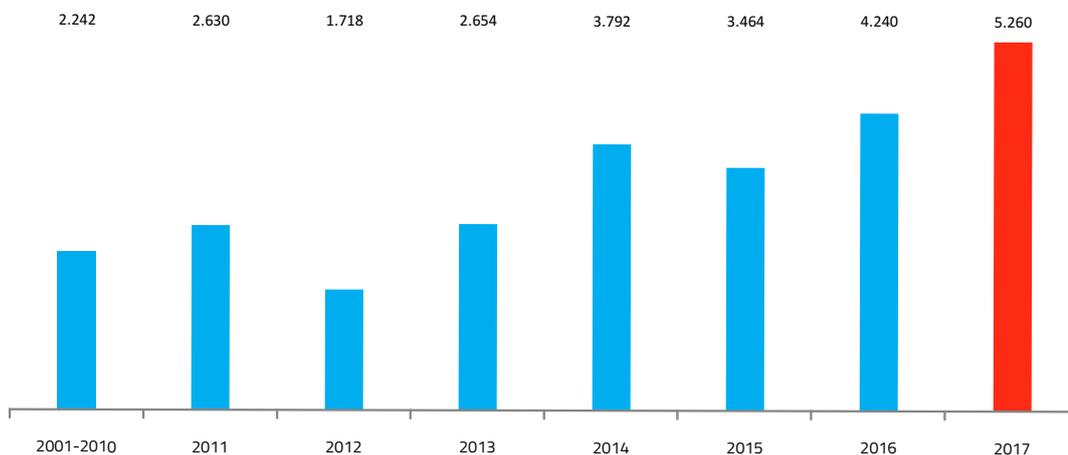
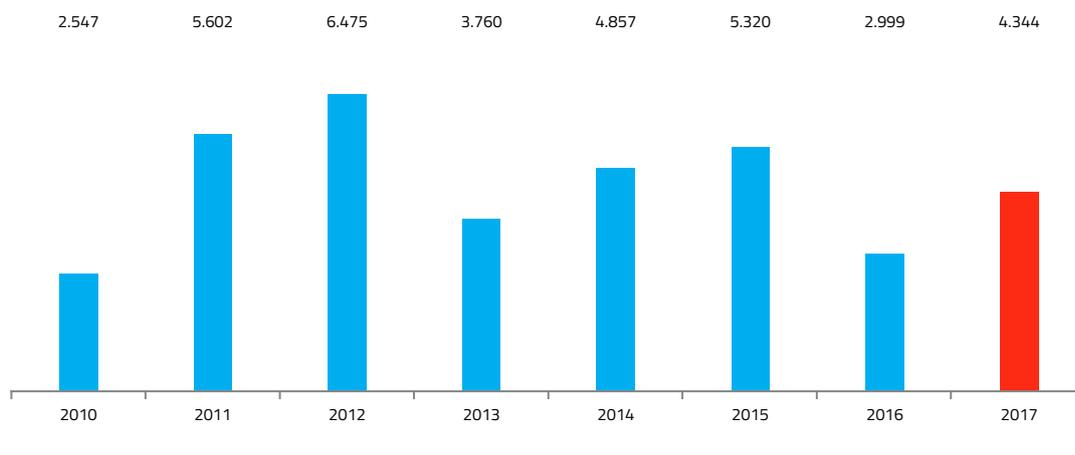
FIGURA 1 - Attività di verifica svolte dal 2001 al 2017: numero di impianti


FIGURA 2 - Attività di verifica svolte dal 2010 al 2017: potenza degli impianti [MW]



Nell'ambito delle attività svolte nel 2017, si evidenzia che:

- sono state effettuate verifiche che hanno comportato operazioni di campionamento e caratterizzazione chimico-fisica dei bioliquidi utilizzati, ai sensi dell'articolo 2, comma 2 del D.M. Controlli;
- 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;
- sono state effettuate verifiche senza preavviso in attuazione di quanto richiesto dall'articolo 6, comma 3 del D.M. Controlli, anche congiuntamente alle forze dell'ordine;
- 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 2016, 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, 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 una più ampia attività di controllo dei soggetti che beneficiano di incentivi pubblici per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili e delle altre forme di agevolazione previste nel settore energetico.

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.

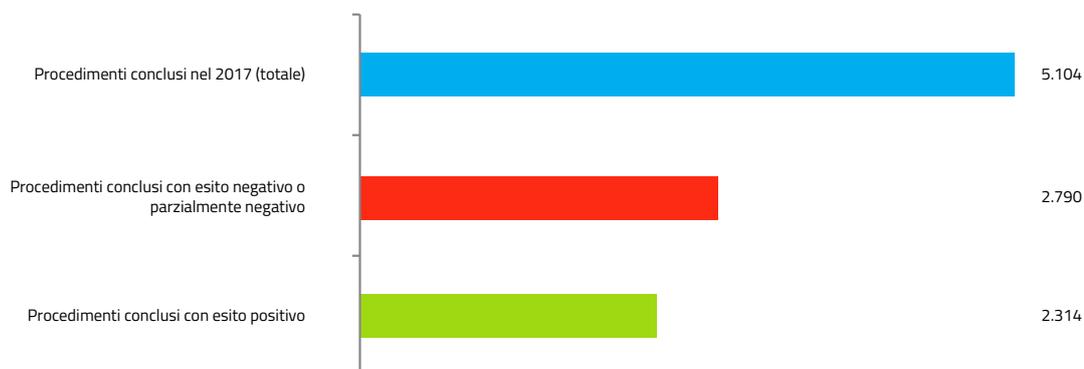
9.1.2 Esiti delle attività di verifica

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 (violazioni accertate, seguiti amministrativi, recuperi degli importi percepiti, mancati esborsi per la componente A_{505} (ex A3) o UC7, segnalazioni all'Autorità giudiziaria, ecc.).

In attuazione di quanto previsto dall'art.6, commi 6 e 7 del D.M. Controlli, il GSE trasmetterà al MiSE un rapporto sugli esiti delle attività di verifica svolte nell'anno 2017 che, oltre a descrivere in dettaglio le fasi caratteristiche dei controlli effettuati, rappresenterà gli esiti dei procedimenti conclusi. La relazione, della quale si anticipano alcuni dati nel presente rapporto, contiene una rendicontazione degli esiti dell'attività di verifica del GSE, dando evidenza della tipologia di impianto/intervento e consentendo di distinguere quelli che rientrano nell'ambito del D.M. Controlli (impianti alimentati a fonti rinnovabili, fotovoltaici e IAFR/FER), dalle restanti attività di verifica (CB, Conto Termico, CAR e verifiche in avvalimento ARERA).

Nel 2017 il GSE ha concluso 5.104 procedimenti di verifica, alcuni avviati nel medesimo anno, altri avviati negli anni precedenti; 2.314 (45,3%) si sono conclusi con esito positivo, ovvero senza che siano state accertate difformità, e 2.790 (54,7%) con esito negativo o parzialmente negativo. Tali procedimenti hanno determinato l'accertamento nel 2017 di 4.212 violazioni.

FIGURA 3 - Esiti dei procedimenti conclusi nel 2017



Con riferimento ai diversi meccanismi di incentivazione, 3.051 procedimenti hanno riguardato impianti fotovoltaici (59,8%), 1.539 interventi di cui al D.M. 28 dicembre 2012 - CB (30,2%), 117 interventi di cui al D.M. 28 dicembre 2012 - Conto Termico (2,2%), 271 impianti IAFR e FER (5,3%), 123 impianti CAR e CHP+TLR (2,4%) e 3 impianti CIP6/92 (0,1%).

FIGURA 4 - Procedimenti conclusi nel 2017: suddivisione per tipo di incentivazione

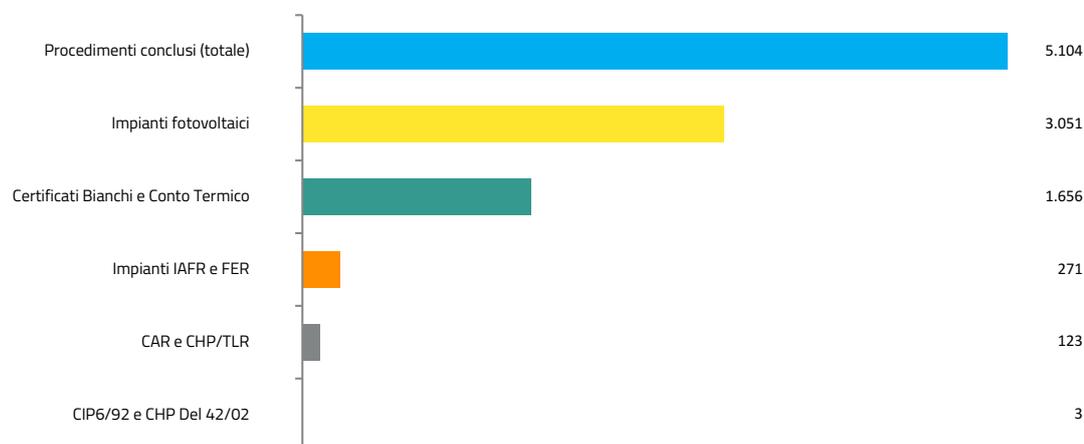


FIGURA 5 - Procedimenti conclusi con esito negativo/parzialmente negativo nel 2017: suddivisione per tipo di incentivazione

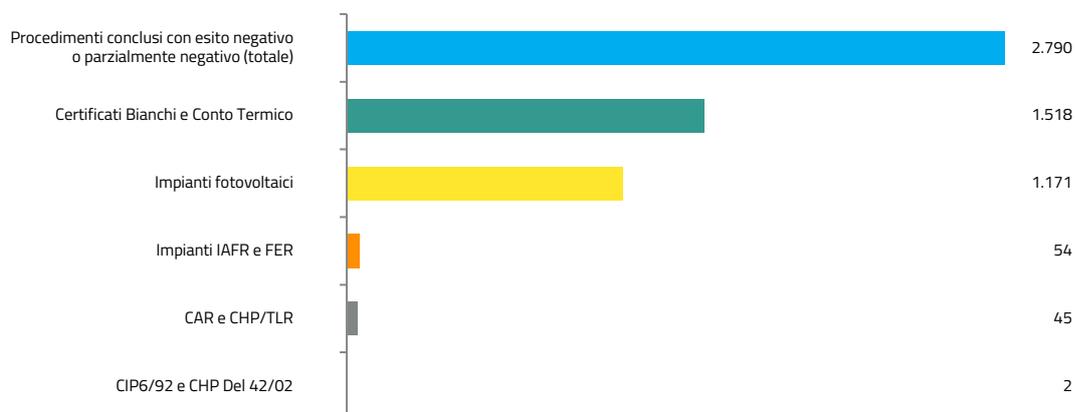
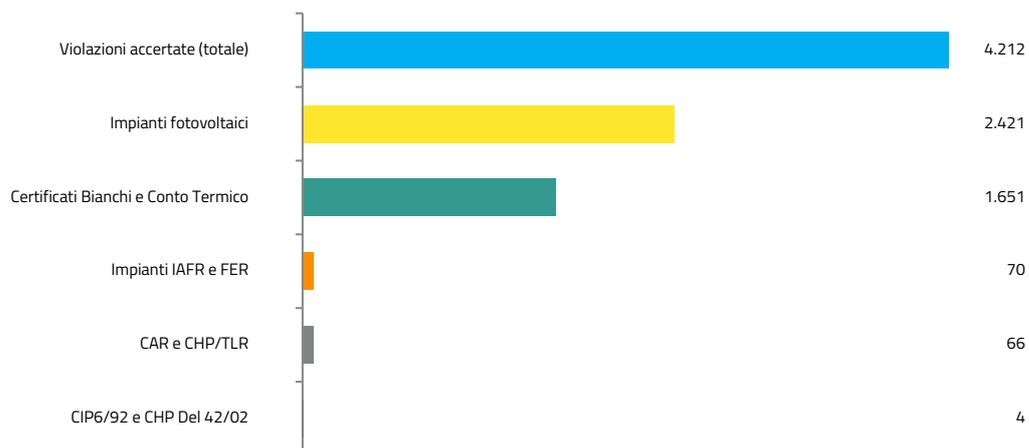


FIGURA 6 - Violazioni accertate nel 2017



Con riferimento alle attività di controllo afferenti agli impianti fotovoltaici, nel 2017 sono state accertate 2.421 violazioni, in ragione delle quali sono stati conclusi con esito negativo o parzialmente negativo 1.171 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. Nel corso del triennio, il GSE ha concluso 821 procedimenti in virtù dei quali è stato accertato l'impiego di moduli fotovoltaici contraffatti o comunque non conformi alla normativa di riferimento, nonché l'avvenuta presentazione, ai fini del riconoscimento degli incentivi, di certificati non rispondenti a quelli originariamente emessi dagli organismi di certificazione. Dette violazioni, classificate come rilevanti ai sensi del D.M. 31 gennaio 2014, hanno comportato la decadenza dal diritto agli incentivi e l'integrale recupero delle somme già erogate a titolo di incentivazione.

Sul punto si segnala, tuttavia, 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, abbia rilevato unicamente violazioni in ordine alla conformità dei moduli fotovoltaici, possono presentare 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%. Il GSE, il 9 agosto 2017, ha pubblicato sul proprio sito la procedura che specifica le modalità secondo cui detta istanza deve essere presentata.

Con la Legge n.124 del 4 agosto 2017 la salvaguardia è stata estesa anche alle iniziative afferenti alla realizzazione di impianti fotovoltaici di piccola taglia (tra 1 e 3 kW) recanti le medesime criticità (moduli non certificati o con certificazioni non conformi), prevedendo, senza obbligo di istanza, una decurtazione del 30% della tariffa incentivante, fermo restando l'annullamento delle suddette maggiorazioni laddove originariamente riconosciute.

Per quanto riguarda gli impianti CAR e gli impianti CHP+TLR, sono state accertate 66 violazioni, che hanno determinato 45 procedimenti di verifica conclusi negativamente.

Relativamente agli impianti CIP6/92, sono state accertate 4 violazioni, in ragione delle quali sono stati conclusi negativamente 2 procedimenti di verifica.

Per quanto riguarda gli impianti IAFR/FER, sono state accertate 70 violazioni in base alle quali sono stati conclusi con esito negativo o parzialmente negativo 54 procedimenti di verifica.

Relativamente agli interventi di cui al D.M. 28 dicembre 2012 (Conto Termico), sono state accertate 34 violazioni, da cui sono scaturiti 22 procedimenti di verifica conclusi negativamente.

Infine, relativamente agli interventi di cui al D.M. 28 dicembre 2012 (CB), sono state accertate 1.617 violazioni, da cui sono scaturiti 1.496 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 titoli di efficienza energetica 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 titoli di efficienza energetica 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.

Si precisa che, in conformità alle previsioni dell'art.11, comma 1 del D.M. Controlli e dell'art.42 del D.Lgs. 28/11, il GSE ha disposto il rigetto dell'istanza, ovvero la decadenza dal diritto agli incentivi con l'integrale recupero delle somme già erogate, anche nei casi in cui a seguito dell'attività di controllo (con sopralluogo o verifica documentale) siano state accertate violazioni o inadempimenti diversi da quelli di cui all'Allegato 1 del D.M. Controlli (art.11, comma 3), ma da cui sia conseguito, ugualmente, un indebito accesso agli incentivi.

Come noto, la Legge n.205 del 27 dicembre 2017 *Bilancio di previsione dello Stato per l'anno finanziario 2018 e bilancio pluriennale per il triennio 2018-2020* ha modificato l'art.42 del D.Lgs. 28/2011 prevedendo che:

■ *"comma 3)...al fine di salvaguardare la produzione di energia da fonti rinnovabili degli impianti che al momento dell'accertamento della violazione percepiscono incentivi, il GSE dispone la decurtazione dell'incentivo in misura ricompresa fra il 20 e l'80 per cento in ragione dell'entità della violazione. Nel caso in cui le violazioni siano spontaneamente denunciate dal soggetto responsabile al di fuori di un procedimento di verifica e controllo le decurtazioni sono ulteriormente ridotte di un terzo";*

- "comma 5)...entro sei mesi dalla data di entrata in vigore del presente decreto, il GSE fornisce al MiSE gli elementi per la definizione di una disciplina organica dei controlli che, in conformità ai principi di efficienza, efficacia e proporzionalità, stabilisca...c-bis) Le violazioni che danno luogo a decurtazione dell'incentivo ai sensi dell'ultimo periodo del comma 3".

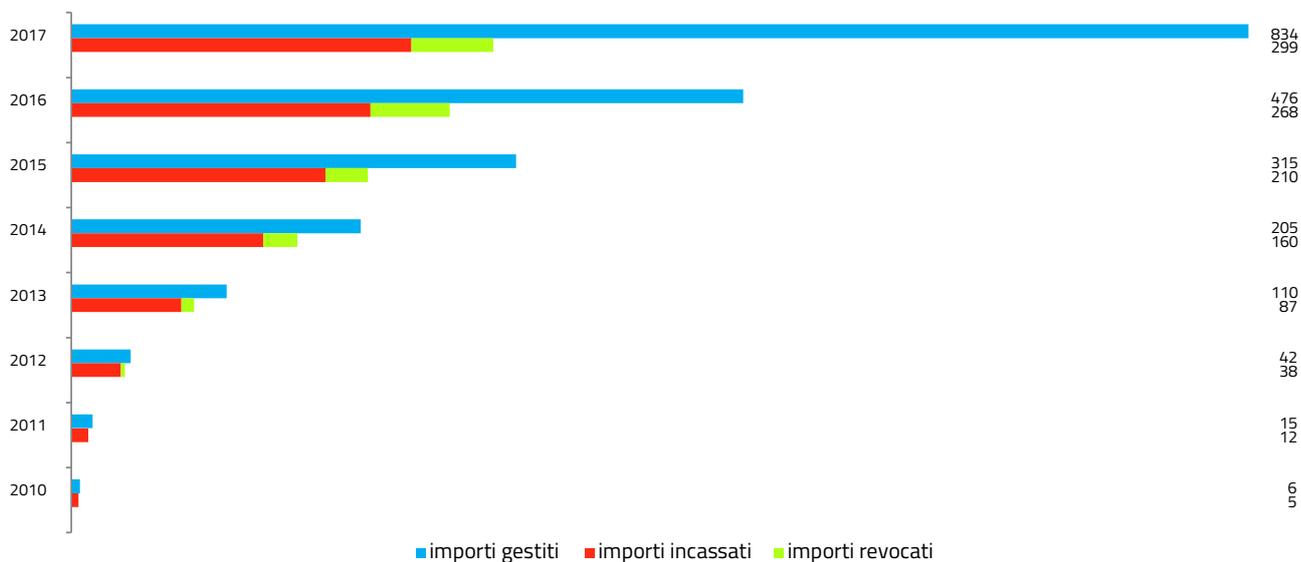
Alla luce della norma, sono state avviate le analisi necessarie alla trasmissione al MiSE degli elementi utili alla revisione della disciplina organica dei controlli.

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, verifiche a seguito di informativa antimafia interdittiva, ricalcoli degli incentivi erogati, verifiche a seguito di 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, intendendo come tali quelli per i quali risulta avviata la richiesta di restituzione degli importi indebitamente percepiti (l'avvio dell'attività di recupero incentivi coincide con la data di richiesta di restituzione degli importi indebitamente percepiti e l'indicazione delle coordinate bancarie identificative del conto corrente sulle quali effettuare il pagamento), tra il 2010 e il 2017 ammonta a circa 834 mln€, di cui 241 mln€ incassati e 58 mln€ revocati (derivanti dalle istanze di riesame presentate dagli operatori o da pronunce del giudice amministrativo che abbiano determinato l'annullamento, totale o parziale, del provvedimento negativo del GSE con conseguente venir meno del recupero).

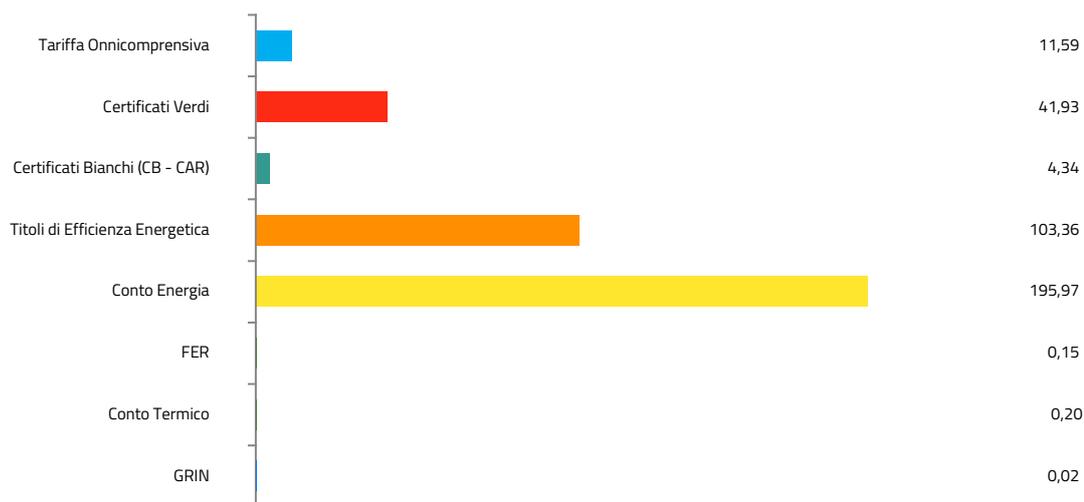
FIGURA 7 - Importi gestiti, incassati e revocati cumulati nel periodo 2010-2017 [mln€]



Al 31 dicembre 2017, i recuperi gestiti per il solo esercizio 2017 ammontano a circa 358 mln€ (162 mln€ nel 2016), così articolati:

- 195,97 mln€ per difformità rilevate in ordine a impianti fotovoltaici incentivati con il Conto Energia (96,21 mln€ nel 2016);
- 103,36 mln€ per irregolarità riscontrate con riferimento ai Titoli di Efficienza Energetica (29,14 mln€ nel 2016);
- 11,59 mln€ per irregolarità riscontrate con riferimento agli impianti ricadenti nel regime della TO (20,38 mln€ nel 2016);
- 41,93 mln€ per irregolarità riscontrate con riferimento ai CV (11,74 mln€ nel 2016);
- 0,15 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 (2,48 mln€ nel 2016);
- 4,34 mln€ per irregolarità riscontrate con riferimento ai CB-CAR (1,68 mln€ nel 2016);
- 0,31 mln€ per irregolarità riscontrate con riferimento agli impianti ricadenti nel regime di incentivazione GRIN (ex CV);
- 0,20 mln€ per irregolarità riscontrate con riferimento al Conto Termico (0,02 mln€ nel 2016).

FIGURA 8 - Tipologia di incentivi oggetto di recupero nel 2017 [mln€]



A seguito dell'avvio del processo di recupero incentivi e sulla base delle azioni intraprese dall'operatore (ad esempio pagamento, ricorso, istanza di riesame), le pratiche attraversano diversi stadi di lavorazione (non necessariamente sequenziali), come di seguito rappresentato con riferimento ai recuperi avviati nel 2017.

FIGURA 9 - Importi 2017 suddivisi per stato di lavorazione [mln€]



Dell'ammontare complessivo di circa 358 mln€, sono stati recuperati, nel corso del 2017, 29,24 mln€ (8% del totale). Inoltre, nel corso dell'anno sono stati effettuati recuperi per ulteriori 21,30 mln€, relativi ai provvedimenti intrapresi nel periodo 2010 - 2016.

TABELLA 3 - Dettaglio importi gestiti e recuperati nel periodo 2010 - 2017 [mln€]

ANNO AVVIO PROCEDIMENTO	RECUPERI GESTITI (A)	RECUPERI REVOCATI (B)	RECUPERI EFFETTUATI PER ANNO		TOTALE RECUPERI EFFETTUATI (C)	RECUPERI RESIDUI DA GESTIRE (A-B-C)
			2010-2016	2017		
2010 - 2016	476,39	56,57	190,59	21,30	211,89	207,93
2017	357,85	1,64	0,00	29,24	29,24	326,97
Totale	834,24	58,21	190,59	50,54	241,13	534,90

Dei 358 mln€ di recuperi gestiti per l'esercizio 2017, circa 78 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 2017, sono state accettate, anche a tutela del credito del GSE, soluzioni di pagamento dilazionato per circa 2,28 mln€ (a fronte della dilazione concessa, il GSE applica gli interessi di ritardato pagamento). Nel 2017 sono stati accordati piani di rientro per ulteriori 2,45 mln€ riferiti a recuperi avviati nel periodo 2010-2016.

Dei 358 mln€ relativi all'anno 2017, circa 247 mln€ (69% 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 2017 circa 7,4 mln€ sono coperti da garanzie fideiussorie presentate dagli operatori. Infine, risultano come recuperi revocati circa 1,64 mln€. Si tratta di recuperi che possono considerarsi "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 2017 [mln€]

DESCRIZIONE	mln€	%
A - Totale importi gestiti «certi»	32,73	9,1%
A.1 - Recuperi effettuati	29,24	8,2%
A.2 - Recuperi con piano di rientro	1,85	0,5%
A.3 - Recuperi revocati	1,64	0,5%
B - Importi gestiti «non certi» (legale)	246,97	69,0%
C - Recuperi da effettuare (avviati)	78,15	21,8%
Recuperi gestiti (A+B+C)	357,85	100,0%

9.3 CONTENZIOSO

Il GSE gestisce complessivamente circa 3.400 contenziosi che pendono sia in sede amministrativa che civile. Solo nel corso del 2017, sono sorti circa 1.200 contenziosi in cui il GSE è parte e in cui la Società ha ritenuto opportuno, nella maggior parte dei casi, costituirsi. A fronte di quanto sopra, i risultati sono, anche nel 2017, assai favorevoli, confermando il trend positivo degli ultimi anni.

Le materie del contendere sono ovviamente corrispondenti ai filoni delle attività di core business della società: nei ricorsi si chiede, in genere, l'annullamento di provvedimenti del GSE aventi ad oggetto l'esclusione dai registri/graduatorie, il mancato riconoscimento di CB, di contributi previsti dal Conto Termico o della qualifica della CAR, in applicazione delle discipline di riferimento. Per quanto riguarda gli esiti delle verifiche, mediante i ricorsi si chiede l'annullamento dei provvedimenti di decadenza dalle tariffe incentivanti previste per il fotovoltaico e le altre fonti rinnovabili e/o l'annullamento delle richieste di restituzione dei benefici indebitamente percepiti.

Fotovoltaico

Nel corso dell'anno 2017 circa la metà del contenzioso ha riguardato tematiche relative agli incentivi previsti per gli impianti fotovoltaici, in particolar modo in conseguenza di provvedimenti di verifica, visto il raggiungimento del limite di costo per gli incentivi destinati a tale fonte, avvenuto nell'anno 2013, che preclude nuove ammissioni. Nell'ambito di tale filone di contenzioso 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 GSE 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 2017 afferisce ai provvedimenti decadenziali rivenienti dall'accertamento della 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. Si rammenta che la provenienza UE dei pannelli era criterio atto a determinare una maggiorazione tariffaria e/o una priorità nella formazione delle graduatorie dei registri. Spesso, anche a seguito di indagini svolte dalla magistratura, sono emersi casi, riscontrati su tutto il territorio nazionale, in cui le certificazioni di produzione UE presentate in fase di qualifica sono risultate essere false, non corrispondenti ai pannelli installati o comunque non riconducibili ad uno specifico sito di produzione europeo. In moltissimi di questi casi, i provvedimenti adottati dal GSE di diniego/sospensione cautelativa/decadenza sono stati impugnati dai produttori davanti al giudice amministrativo.

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 in considerazione della rilevanza del problema per il sistema Paese hanno consentito, a determinate condizioni (e salvo che ovviamente gli impianti stessi non presentino altre violazioni), la parziale riammissione agli incentivi per gli impianti per i quali siano stati utilizzati pannelli non conformi.

A seguito dei provvedimenti normativi sopra citati si prospetta fin d'ora un effetto deflattivo del contenzioso sulla tematica della conformità dei pannelli fotovoltaici, di cui non si potrà che prendere atto nei prossimi mesi.

Molteplici contenziosi sorti nel 2017 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 derivato 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.

Si sono aperti nel corso dell'anno 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.

Viceversa e per completezza di rendicontazione, si segnala che, dopo l'esito favorevole per il GSE nel giudizio di merito di primo grado, il contenzioso relativo alla "innovatività" dell'utilizzo dei cd. "pannelli sandwich" quale elemento architettonico di impianti fotovoltaici si è concluso, in appello, a favore degli operatori. Infine, visto il numero sempre maggiore di soggetti che vengono sottoposti a controlli e l'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.

Certificati Bianchi

Un altro ambito principale del contenzioso sorto nel 2017 è senza dubbio quello dei CB, in ordine ai quali è tuttora possibile proporre nuove istanze di incentivazione mediante Proposte di Progetto e di Programma di Misura (PPPM). I ricorsi hanno avuto ad oggetto una molteplicità di questioni. La prima è di natura eminentemente tecnica e afferisce ai calcoli effettuati per la dimostrazione dei risparmi energetici ottenuti a seguito dell'installazione dell'impianto. Un secondo filone si riferisce invece alla cumulabilità dei CB rispetto ad altre forme di erogazioni pubbliche. Altri ricorsi hanno avuto per oggetto questioni procedurali relative al presunto mancato rispetto di modalità e tempistiche previste per l'accesso all'incentivazione.

Fermo restando quanto sopra, la porzione più rilevante di contenzioso in tema di CB è rappresentata dal mancato riconoscimento di CB a seguito della presentazione delle Richiesta di Verifica e Certificazione dei risparmi annuali (RVC), pur essendo state in precedenza ammesse dal GSE le relative PPPM: in moltissimi casi, infatti, pur in presenza di PPPM a suo tempo approvate, il GSE ha ritenuto di riesaminare le iniziative per le quali veniva richiesta l'emissione di CB. Il diniego dei CB deriva dal fatto che è spesso emerso che i progetti non comportavano alcuna addizionalità tecnica, rispetto alla normale evoluzione di mercato o in ogni caso garantivano all'operatore un rientro economico dell'investimento immediato, a prescindere dalla necessità e/o dalla rilevanza dell'incentivo, mentre la ragione d'essere di quest'ultimo è proprio quella di sostenere concretamente iniziative complesse e/o di difficile ritorno economico. Conseguentemente, in tali casi, il GSE ha ritenuto di negare ulteriori CB a fronte della RVC presentata e/o revocare/annullare i CB in precedenza concessi, fino ad arrivare talvolta all'annullamento della stessa PPPM a suo tempo approvata.

È, inoltre, aumentata significativamente la quota di contenzioso derivante dagli esiti decadenziali delle verifiche in ordine a progetti di efficientamento energetico.

Per quanto attiene ai ricorsi proposti avverso provvedimenti del GSE, che hanno disapplicato le schede tecniche (poi revocate dal D.M. del 22 dicembre 2015), nelle prime decisioni di merito, il TAR si è espresso a favore degli operatori, ma pende il termine per l'impugnazione innanzi al Consiglio di Stato.

In materia di risparmi energetici conseguiti attraverso interventi rendicontati tramite le schede tecniche standardizzate, infine, ha preso avvio nel corso degli ultimi mesi del 2017 un nuovo filone di contenzioso, originato dall'esercizio da parte del GSE, in alcuni casi, del potere di annullamento in autotutela dei precedenti provvedimenti di accoglimento, e, in altri, di quello di disposizione della 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 ritenuta non idonea ad essere valutata positivamente - neppure a seguito dell'eventuale integrazione da parte del proponente nel corso del contraddittorio procedimentale - in relazione alla certezza che gli interventi rendicontati fossero stati effettivamente realizzati alla 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.

Riguardo a quest'ultimo filone di contenzioso, si rimane in attesa degli esiti del giudice amministrativo di primo grado, previsti per i prossimi mesi.

Cogenerazione

A norma dell'art. 4 della Deliberazione n. 42/02 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 rispettava determinati indici (IRE e LT). Tuttavia, la cogenerazione rispondente alla definizione di cui all'art. 2, comma 8 del D.Lgs. 79/99, ovverosia che rispettava i requisiti stabiliti dalla delibera ARERA 42/02, non ha avuto più accesso ai benefici summenzionati a decorrere dal 1° gennaio 2011, in seguito all'entrata in vigore del D.Lgs. 20/07, introduttivo del regime di sostegno alla CAR. Pertanto, il GSE si è visto costretto a dichiarare improcedibili le richieste presentate ai sensi della Deliberazione n. 42/02 per la produzione degli anni 2011 e 2012. Il contenzioso trae origine proprio da tali provvedimenti di improcedibilità.

Con sentenze pubblicate a partire dal mese di febbraio 2015, il TAR del Lazio si è espresso a favore delle decisioni assunte dal GSE, ma pende tuttora l'appello al Consiglio di Stato.

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 cogenerativo ad alto rendimento. Nel 2015 e 2016 si sono avute le prime sentenze di primo grado favorevoli per il GSE. Si attendono gli esiti definitivi.

IAFR e FER

Con riferimento alle altre fonti di energia rinnovabile, sono pendenti alcuni giudizi di fronte al giudice amministrativo di primo e secondo grado per l'annullamento di provvedimenti del GSE aventi ad oggetto il diniego della qualifica IAFR ovvero la revoca/annullamento della qualifica a suo tempo rilasciata.

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, ove da queste siano emerse difformità tra quanto constatato nel corso delle verifiche e quanto dichiarato dai produttori interessati in sede di qualifica o di procedura di ammissione. In particolare, in tale contesto, è stato impugnato il provvedimento di annullamento in autotutela della qualifica IAFR o dell'ammissione FER e la conseguente decadenza dagli incentivi, con contestuale richiesta di recupero delle somme precedentemente riconosciute.

Tali dinieghi o decadenze, nella massima parte, sono stati motivati da carenze autorizzative, documentali o realizzative in fase di richiesta di incentivazione o in sede di successivo accertamento.

In molti altri casi, è stata accertata, invece, la carenza 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 nell'ultimo anno la giurisprudenza che il Consiglio di Stato ha espresso sin dal 2016, in ordine alla assoluta responsabilità (a pena di decadenza) in capo all'operatore in ordine alla veridicità di quanto rappresentato ai fini dell'accesso alle graduatorie, a nulla rilevando la inconsapevolezza in capo al richiedente 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 del GSE per una serie di impianti alimentati mediante il deflusso minimo vitale, previsto normativamente in presenza di un bacino idrico artificiale. Il GSE, diversamente da quanto ritenuto dagli operatori, non ha valorizzato tali impianti come "ad acqua fluente" e tale determinazione è stata oggetto di impugnazione.

In applicazione delle disposizioni contro l'artato frazionamento di cui al D.M. 23 giugno 2016, anche per ciò che attiene ad impianti FER, il GSE ha disposto la decadenza o la riduzione della tariffa concessa in ragione del cumulo di potenza di impianti contigui riconducibili ad un'unica attività imprenditoriale. Ciò in particolare si è verificato nel corso del 2017 con riferimento a gruppi di impianti eolici, individualmente di potenza inferiore ai 60 kW, che però risultavano contigui nella particella catastale in cui era sita l'infrastruttura di misura dell'energia e di immissione in rete della medesima.

Si segnala, infine, quale contenzioso forse più rilevante per il settore FER, quello che è derivato dall'impugnazione da parte di una delle maggiori associazioni di categoria, di alcune disposizioni del D.M. 23 giugno 2016, riguardanti le modalità di accesso ai meccanismi incentivanti, nonché le graduatorie dei registri idroelettrici formate dal GSE alla stregua di dette disposizioni. I giudici di primo grado hanno accolto in parte il ricorso, disponendo l'annullamento di quelle disposizioni che riservavano l'accesso diretto alle tariffe incentivanti agli impianti idroelettrici nella titolarità delle pubbliche amministrazioni e di quelle che impedivano l'accesso per gli impianti idroelettrici di potenza superiore a 5MW, nonché delle procedure applicative del GSE e delle relative graduatorie dei registri idroelettrici.

Non condividendo le motivazioni rese dal TAR del Lazio, il GSE, a seguito di numerose interlocuzioni con il MISE e, in accordo con ulteriori associazioni di categoria, ha ricorso in appello avverso tale sentenza, a difesa degli interessi delle pubbliche amministrazioni, nonché delle graduatorie già formatesi e delle posizioni maturate dagli operatori ammessi. Il Consiglio di Stato ha accolto la domanda cautelare proposta dal Gestore, sospendendo integralmente l'esecutività della pronuncia di primo grado. Ciò ha permesso al GSE di riavviare il procedimento di valutazione delle istanze di accesso agli incentivi per le quali

era stata sospesa l'istruttoria e ha, inoltre, consentito a tutti gli impianti risultati in posizione utile nella graduatoria del registro IDRO_RG2016 e a quelli realizzati con procedure a evidenza pubblica da amministrazioni pubbliche, di poter presentare istanza di accesso ai meccanismi d'incentivazione di competenza. In questo quadro, appare altresì degno di nota il contenzioso che s'inserisce nell'ambito delle segnalazioni effettuate dal GSE all'ARERA, riguardanti l'inadempienza all'obbligo di acquisto dei CV, ex art. 11 del D.Lgs. n.79/99, necessari per attestare il carattere rinnovabile dell'energia importata in Italia da parte di società estere.

Anche in questa occasione, il Gestore ha supportato il MiSE nell'elaborazione di una strategia difensiva comune volta alla valorizzazione della normativa nazionale e comunitaria in materia di fonti rinnovabili. Il TAR del Lazio ha, infatti, poi confermato la legittimità dell'operato del GSE, valutando la conformità delle segnalazioni svolte, rispetto all'inderogabile obbligo di acquisto dei CV, dell'obiettivo della tutela ambientale, dell'aumento della produzione e del consumo di elettricità verde nell'UE.

Da ultimo, si segnala che dal 2016, come previsto dal DM 6 luglio 2012, il meccanismo dei CV è stato sostituito da una tariffa aggiuntiva ai ricavi derivanti dalla valorizzazione dell'energia. Al fine di regolare tale transizione, il GSE ha 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. Hanno contestato, inoltre, svariate specifiche disposizioni di tali contratti, asserendone l'ingiustificata onerosità per gli operatori. La discussione di tali contenziosi è prevista nel corso dell'anno corrente.

CIP6/92 e Servizi ausiliari

Sulla base della regolamentazione di settore (da ultimo, la Delibera 11 dicembre 2015 597/2015/E/com) il GSE svolge attività di verifica in avvalimento 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 del 2017 il GSE è stato chiamato in causa, seppur per un esiguo numero di casi, 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.

Conto Termico

I volumi di contenzioso relativi al Conto Termico si mantengono contenuti anche nel corso del 2017: 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 in attesa degli esiti del giudizio di primo grado.

Recupero crediti

L'attività, espletata in sede civilistica e amministrativa, di recupero dei crediti aventi per oggetto gli incentivi indebitamente percepiti dagli operatori è andata via via aumentando negli ultimi tre anni in ragione dell'intensificarsi delle verifiche sugli impianti: prescindendo dal recupero operato in via non contenziosa, mediante compensazione su somme da riconoscere, il GSE, negli ultimi tre anni, ha quintuplicato il numero delle attività di recupero del credito intraprese, passando dai ventiquattro casi dell'anno 2015, ai circa novanta del 2016, ai centotrenta dell'anno 2017.

In particolare, è da segnalare che il GSE, nel corso del biennio 2016-2017, ha trasferito innanzi al giudice amministrativo (il TAR del Lazio) il contenzioso in tema di recupero crediti (che è connesso al contenzioso sugli atti amministrativi), abbandonando la tradizionale giurisdizione civilistica del giudice civile in tema di azioni volte al recupero del credito, in conformità alla previsione espressa degli artt. 118 e 133, lett. o) del D.Lgs n. 104/2010 (Codice del processo amministrativo).

Nel corso del 2017, il TAR ha confermato la propria giurisdizione e competenza anche per tale ambito, ritenendo che la rideterminazione (e quindi l'obbligo restitutorio) delle tariffe incentivanti per le fonti rinnovabili 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).

Appalti

Il volume del contenzioso avente ad oggetto la materia degli appalti è ridotto, dato che il GSE procede alla sottoscrizione di contratti pubblici con procedure ad evidenza pubblica esclusivamente per l'affidamento di lavori, servizi e forniture di carattere solo strumentale all'espletamento delle attività di core business della società. Nel corso del 2017, per le procedure oggetto di contenzioso, il TAR del Lazio ha confermato la legittimità dell'operato del GSE, valutando la piena conformità alla normativa di riferimento degli atti di gara impugnati dagli operatori economici non aggiudicatari. In particolare, la favorevole pronuncia del TAR sui servizi di contact center e assistenza tecnica informatica è già stata oggetto di definitiva conferma da parte del Consiglio di Stato.

Procedure di Conciliazione

Ai sensi della deliberazione 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 dall'AU SpA.

Nel 2017, il GSE ha partecipato a più di 20 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 ad 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 controreplica.

Nell'ambito di tutti i richiamati procedimenti, il GSE è stato e sarà 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 ad 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.

Tali assunti, tuttavia, non trovano ad oggi riscontro; nelle memorie depositate e discusse dinanzi ai collegi si è infatti data dimostrazione di come spesso la mancata realizzazione degli impianti o la mancata ottimizzazione dei ricavi sia stata generata da una errata pianificazione dell'investimento operata dai ricorrenti.

A tal riguardo, si precisa che il 27 dicembre 2016 è stata notificata alle parti la decisione afferente al primo arbitrato in materia energetica che ha visto coinvolta la Repubblica Italiana. La causa in oggetto assume una valenza particolarmente significativa e costituisce un leading case, rappresentando un precedente al quale faranno riferimento le successive istanze di arbitrato. Con tale decisione il Collegio ha concluso il procedimento arbitrale decretando la vittoria dello Stato italiano, chiarendo espressamente che *"In the Tribunal's view, the Claimants have not discharged the onus of proof of establishing that the Italian state's measures were the operative cause of the [...] Project's failure"*. L'appello risulta ad oggi pendente.

Di tema analogo risultano essere gli ulteriori giudizi ancora oggetto di discussione dinanzi al Tribunale ICSID e alla SCC.

COMUNICAZIONE

RAPPORTO
DELLE ATTIVITÀ
2017

INFORMAZIONE E SUPPORTO AGLI UTENTI

CAPITOLO 10



10.1 LA COMUNICAZIONE

Nel 2017 l'azione di comunicazione del GSE è stata focalizzata nel trasmettere all'esterno l'evoluzione dell'azienda, che vede oggi al centro della sua mission la promozione dello sviluppo sostenibile, la generazione di valore condiviso e la diffusione di una cultura incentrata sulla trasparenza e sulla sostenibilità.

Per quanto riguarda i media, sono state organizzate diverse conferenze stampa, sono stati redatti comunicati e news e sono state rafforzate le relazioni con i giornalisti, aumentando il numero dei contatti. Per quanto riguarda il web, il GSE ha inaugurato il nuovo sito e potenziato le attività di informazione sui canali social istituzionali. 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.

Nuovo sito istituzionale

Nel 2017 il GSE ha lanciato il nuovo sito istituzionale, rivisto nella grafica, nell'architettura delle informazioni e nel linguaggio, risultato di un progetto più ampio finalizzato a realizzare una comunicazione più efficace, trasparente e alla portata di tutti. Il nuovo portale mette al centro la user experience, con percorsi dedicati ai diversi interlocutori (cittadini, imprese, pubblica amministrazione) per facilitare l'accesso ai servizi del GSE, ma anche per informare sugli aggiornamenti inerenti l'evoluzione del sistema energetico e gli eventi di settore. Il tutto in una visione sempre più orientata allo sviluppo sostenibile, testimoniata dai programmi di innovazione e formazione promossi da GSE e anche attraverso lo storytelling dei progetti di chi ha intrapreso con successo il proprio percorso verso la sostenibilità.

L'interazione con gli stakeholder è stata potenziata anche attraverso i canali GSE, attivati dal 2012, sui principali social media. È stata rafforzata la comunicazione corporate attraverso l'account Twitter @GSE-rinnovabili che, a fine 2017, ha registrato più di 11 mila followers. Oltre a fornire in tempo reale aggiornamenti sui servizi erogati e assistenza agli utenti, il canale Twitter del GSE si è arricchito di informazioni istituzionali: eventi, novità normative, rassegna stampa di settore, infografiche esplicative e contenuti integrati con gli altri canali social ufficiali.

Ufficio stampa e eventi

L'importanza attribuita alla condivisione di informazioni di supporto per la comprensione dei servizi erogati e delle modalità di accesso ai meccanismi di incentivazione ha portato il GSE a consolidare la propria

presenza anche sugli altri canali social istituzionali (YouTube, LinkedIn, Issuu e Slideshare). L'Ufficio Stampa GSE ha organizzato nel corso dell'anno circa 60 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. Grandi eventi di settore come "La Conferenza del Diritto dell'Energia", il convegno aperto alla stampa di presentazione del "Rapporto delle Attività 2016" e la "convention di presentazione del nuovo sito istituzionale" 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. Nel 2017 l'Ufficio Stampa ha garantito il massimo supporto allo sviluppo dell'iniziativa "Sostenibilità in Comune", voluta dal GSE per accompagnare i Comuni italiani virtuosi nel proprio percorso di sviluppo sostenibile. La partecipazione all'Assemblea annuale dell'Anci e le numerose iniziative condivise sui territori di riferimento dei Comuni interessati (Pesaro, Todi, Ferrara, Terranuova Bracciolini), hanno portato alla realizzazione di campagne di comunicazione specifiche, alla concessione di supporto organizzativo ai Comuni stessi e alla creazione di relazioni con la stampa locale, oltre 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 2017, 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, 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 CO₂, 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 pubbliche amministrazioni.

10.2 LA TRASPARENZA

Nel corso del 2017 il GSE ha attivato numerose iniziative di comunicazione e trasparenza, a partire per esempio dalla riprogettazione della sezione web "Società Trasparente" del sito istituzionale, volte a favorire l'effettiva conoscenza e l'utilizzo dei dati pubblicati nonché la partecipazione degli stakeholder interni ed esterni alle attività realizzate per la trasparenza e l'integrità.

L'anno 2017 si è caratterizzato per un'intensa attività formativa con l'obiettivo di rendere i temi legati all'anticorruzione e alla trasparenza parte di una cultura condivisa. In coordinamento con il Responsabile per la prevenzione della corruzione e trasparenza sono state attivate iniziative formative in materia di trasparenza e di contrasto a condotte illecite. La formazione ha coinvolto gran parte del personale aziendale tramite la partecipazione ad appositi corsi organizzati in modalità e-learning e a corsi di formazione specialistica presso strutture esterne.

Il Codice Etico adottato si basa su una serie di prerogative quali competenze, valori etici e sociali condivisi, relazioni umane, reputazione, trasparenza, condotta efficace per prevenire comportamenti irresponsabili o illeciti da parte di chi opera in nome e per conto del GSE.

Il GSE ha implementato un sistema per la segnalazione di illeciti (whistleblowing) nel rispetto dei requisiti previsti nel Piano Nazionale Anticorruzione. L'impegno formale e sostanziale che il GSE ha assunto in

termini di attività volte a prevenire potenziali atti illeciti è riflesso nel Piano Triennale della Prevenzione della Corruzione e della Trasparenza (PTPCT) pubblicato sul sito istituzione del GSE. Tale documento, oltre a contenere tutte le azioni che la Società intende intraprendere, evidenzia l'adozione di un Sistema di Gestione e Prevenzione dei Rischi di Corruzione funzionale a rafforzare i principi di legalità, correttezza e trasparenza nello svolgimento di tutte le attività aziendali. Tale sistema è integrato con il Sistema di Controllo Interno e Gestione del Rischio (cd. SCIGR) che ha permesso di analizzare i processi in un'ottica orientata alla valutazione del rischio.

10.3 IL CONTACT CENTER

Il GSE fornisce quotidianamente informazioni e supporto agli operatori per accedere ai meccanismi di incentivazione o per gestire le convenzioni in essere. La finalità del Contact Center è quella di assicurare una comunicazione trasparente ed efficace a fronte delle richieste pervenute sui diversi canali (telefono, mail, Twitter, ecc.). Il servizio telefonico è attivo dal lunedì al venerdì, dalle 9:00 alle 18:00. Le attività principali sono:

- fornire riscontro attraverso la consultazione della documentazione disponibile e l'utilizzo degli strumenti necessari, ivi incluso il supporto alla navigazione dei portali dedicati;
- individuare e smistare alle strutture competenti i quesiti che necessitano approfondimenti specifici e controllarne l'effettiva risoluzione;
- sviluppare specifiche campagne di outbound telefonico verso gli operatori, in base ad esigenze provenienti da altre strutture aziendali;
- elaborare statistiche per la verifica e la valutazione delle principali esigenze informative esterne, al fine di implementare azioni per l'ottimizzazione dei flussi informativi e dei processi aziendali.

Il servizio viene svolto in outsourcing da un unico fornitore, in completa autonomia organizzativa. Il GSE definisce tutti i contenuti tecnici per l'aggiornamento costante degli strumenti di gestione del servizio e monitora l'andamento del servizio attraverso degli indicatori di performance. Il Contact Center opera su tutti i canali e con diversi livelli di attività, fornendo servizi di supporto telefonico, mail e Twitter tramite l'infrastruttura tecnologica del fornitore (CRM, IVR, ecc.).

In termini di volumi si conferma che la maggior parte delle richieste riguarda chiarimenti su pagamenti e supporto per il recupero delle credenziali di accesso al portale.

Il numero di contatti pervenuti nel 2017 è pari a 591.306.

TABELLA 1 - Andamento del numero dei contatti per canale

	2017	Media mensile anno 2017	Media giornaliera anno 2017
Telefono	295.629	24.636	1.183
Email	159.745	13.312	639
Twitter e gestori di rete	4.892	408	20
Back office livello superiore (°)	27.420	2.285	110
Canali derivati (^)	52.747	4.396	211
Outbound telefonico/mail	43.879	3.657	176
Call back telefonico	6.994	583	28
Totale	591.306	49.276	2.365

(°) Servizi di competenza specialistica/applicativi

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

Di seguito è riportata la distribuzione dei servizi per i quali gli operatori, nel 2017, 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 Scambio sul Posto.

FIGURA 1 - I principali servizi richiesti al Contact Center¹



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

Il processo di escalation del Contact Center verso le strutture competenti ("poli"), al netto delle notifiche, è pari al 4,5% delle richieste totali e afferisce tipicamente a chiarimenti a seguito dell'entrata in vigore di nuove normative di settore e a quesiti specifici o 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 (database del servizio) sono costantemente aggiornati.

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 2017

Tempo medio di attesa per la risposta dell'operatore (incluso IVR)	5.53 minuti
Risposta dell'operatore sul totale delle chiamate (livello del servizio)	86,4%
Tempo medio di lavorazione delle richieste pervenute tramite mail	circa 14 giorni
Durata media della conversazione telefonica	circa 5.33 minuti

10.4 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, della sostenibilità ambientale. Il costante confronto con il sistema associativo mira a individuare, condividere e affrontare tematiche di interesse sistemico nonché la massima diffusione delle stesse, favorendo, al contempo, l'evoluzione del contesto normativo di riferimento.

Nel 2017, il GSE ha svolto 20 incontri con le associazioni di categoria interessate ad approfondire o condividere tematiche di interesse generale; le stesse associazioni sono state inoltre coinvolte in alcuni momenti di consultazione promossi dal GSE durante l'anno. Si richiamano, in particolare:

- gli incontri svolti con circa 30 associazioni di categoria, tra le più rappresentative dei settori industriali (per es. settori della produzione di carta, materie plastiche, ceramica, vetro, settore idrico, ecc.) e delle ESCO interessate alla disciplina dei CB, e dedicati alla raccolta di informazioni utili per l'individuazione delle baseline tecnologiche di settore e per la definizione delle Guide Operative Settoriali previste dal decreto 11 gennaio 2017, quali misure di semplificazione e di accompagnamento al meccanismo di incentivazione;
- le due consultazioni pubbliche svolte nell'ambito della definizione delle regole per la gestione degli interventi sugli impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili diverse dai fotovoltaici ammessi agli incentivi, che hanno visto la partecipazione di oltre 10 associazioni di categoria e utili per la pubblicazione del documento finale avvenuta il 20 dicembre 2017.

Inoltre, il GSE ha supportato il MiSE nella raccolta ed analisi delle risposte ricevute da oltre 30 associazioni di categoria e dai soggetti interessati alla consultazione pubblica, avviata il 13 dicembre 2016 e chiusa il 13 gennaio 2017 dal MiSE, relativamente alla bozza di decreto interministeriale per l'utilizzo del biometano e dei biocarburanti (compresi quelli avanzati) nel settore dei trasporti.

In un'ottica di trasparenza e accessibilità e nel pieno interesse sistemico, gli esiti degli incontri e dei confronti con le associazioni di categoria trovano spazio in un'apposita sezione del sito web, che ne raccoglie le risultanze, gli eventuali impegni assunti dal GSE, oltre agli approfondimenti di interesse generale emersi dal confronto con il sistema associativo nazionale.

10.5 LE SCIENZE COMPORTAMENTALI A SUPPORTO DEGLI UTENTI E DELLA COLLETTIVITÀ

L'azione del GSE di promozione dello sviluppo sostenibile non si ferma all'erogazione degli incentivi alle fonti rinnovabili e all'efficienza energetica. Il GSE si occupa della crescita sostenibile del Paese accompagnandola lungo il suo percorso, per non correre il rischio di indebolire la forza propulsiva che l'incentivazione ha originariamente impresso.

Per questo motivo, il GSE è ricorso a soluzioni innovative capaci di superare le logiche della pura incentivazione economica con l'obiettivo di rendere i cittadini attivi e più consapevoli dell'importanza dell'energia rinnovabile e dell'efficienza energetica: i nuovi approcci offerti dall'economia comportamentale che, facendo leva sull'osservazione del comportamento umano, ci aiutano a progettare interventi efficaci e più a misura di cittadino.

Nel 2016 il GSE ha avviato un'attività di ricognizione e di applicazione pilota delle scienze comportamentali al settore dell'energia, grazie alla collaborazione scientifica con il prof. Matteo Motterlini, Direttore del Centro di Ricerca in Epistemologia Sperimentale e Applicata - CRESA - dell'Università Vita-Salute San Raffaele di Milano.

In questo ambito, il GSE ha lanciato nel dicembre 2016 il progetto PVEAST, finalizzato a promuovere la produzione dagli impianti fotovoltaici già incentivati, utilizzando specifici "nudge" (il termine nudge è reso in italiano con la locuzione "spinta gentile") per incoraggiare i proprietari degli stessi a mantenerli correttamente e, dunque, ad aumentarne la producibilità; da ciò è possibile ottenere due risultati per il

titolare dell'impianto: aumentare i propri ricavi ma anche incrementare il proprio contributo alla protezione dell'ambiente a beneficio dell'intera collettività (poiché, a livello di sistema, si assume che la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili eviti la produzione di una analoga quota di energia elettrica da fonti fossili, incrementare la produzione da rinnovabili equivale ad evitare una maggior quantità di emissioni associate alla generazione elettrica fossile).

Il progetto condotto ha comportato la selezione di un campione di 477 impianti fotovoltaici, di analoga tipologia (tra i 3 e i 20 kW relativi al settore domestico), aventi mostrato performance produttive simili (nella medesima area geografica del nord Italia) ed inferiori alla media della popolazione di impianti affini. Gli impianti sono stati suddivisi in 3 gruppi, ciascuno composto da 159 impianti:

- un gruppo di controllo che non ha ricevuto alcuna comunicazione;
- due gruppi ai quali sono state inviate due forme di comunicazione, ormai consolidate nelle scienze comportamentali: il confronto sociale, in virtù del quale la performance di ogni impianto è stata paragonata a quella di impianti simili, e l'avversione alle perdite, per far leva sulla quale si è costruita una comunicazione che informava dell'entità del mancato ricavo da incentivazione dovuta alla non ottimale performance dell'impianto.

Entrambe le comunicazioni hanno informato i destinatari delle basse prestazioni dei propri impianti, inducendoli a porre in essere semplici azioni oppure a chiamare un tecnico per aumentarne le performance. A tal fine è stata inoltre predisposta un'apposita pagina del sito GSE che riporta i consigli per mantenere al meglio l'impianto. Il 50% dei destinatari del nudge, a ridosso della ricezione della comunicazione del GSE, ha visitato la pagina web dedicata attestando, così, la capacità del nudge di attivare immediatamente i soggetti.

Gli esiti dell'esperimento hanno dimostrato l'efficacia dell'approccio: sulla base delle misure raccolte nei primi nove mesi del 2017 (periodo di analisi), a parità di insolazione, gli impianti che hanno ricevuto il nudge hanno prodotto mediamente il 4% in più rispetto al gruppo di controllo a cui non era stata inviata alcuna comunicazione. I positivi risultati del progetto vanno peraltro valutati non solo in termini di incremento della produzione degli impianti, ma anche, più in generale, in termini di empowerment (consapevolezza) degli utenti.

Il GSE ha completato l'esperimento rivolgendosi direttamente ai destinatari del nudge, attraverso l'invio di un questionario. Il sondaggio ha permesso di riscontrare l'effettiva reazione dei soggetti, evidenziando performance di produzione maggiori nei casi in cui siano state poste in essere le azioni suggerite dalla comunicazione rispetto a quelle registrate dagli impianti non sottoposti alle azioni migliorative.

10.6 I SISTEMI INFORMATIVI

10.6.1 Gestione Sistemi

Nell'ambito della gestione delle infrastrutture ICT, i principali interventi realizzati nel 2017 sono stati finalizzati al miglioramento delle performance e della disponibilità dei servizi informatici per gli operatori esterni e per gli utenti interni del GSE.

In questa ottica, le infrastrutture ICT centrali sono state consolidate aggiornando i sistemi database, il sistema di storage e il sistema per il backup dei dati, attraverso l'aggiornamento dei relativi software di gestione alle ultime versioni e l'ampliamento e il miglioramento dei sistemi di memorizzazione, ottenuto con l'introduzione di nuove memorie "all flash", con dischi allo stato solido ad alte prestazioni.

È stata inoltre potenziata l'infrastruttura applicativa consolidando la piattaforma per il bilanciamento del carico utente delle applicazioni Internet ed Intranet, al fine di ottimizzare l'accesso degli utenti interni ed esterni agli applicativi aziendali. Sono stati resi ridondanti i sistemi server a supporto delle componenti architetture dell'infrastruttura SOA (Service Oriented Architecture), al fine di incrementare le prestazioni e aumentare il livello di affidabilità. È stato anche attivato un nuovo sistema di file sharing per i dati dei sistemi server al fine di consentire un miglioramento della scalabilità e dell'affidabilità del servizio.

La sala controllo IT Operations Control Center (IT-OCC), che consente di verificare costantemente il funzionamento dell'infrastruttura ICT, è stata potenziata introducendo nuovi strumenti per monitorare le performance e la disponibilità dei servizi ICT erogati, così come vengono percepiti dagli utilizzatori finali sia interni che esterni. In particolare, è stato ampliato il perimetro di utilizzo della piattaforma per il monitoraggio della "end-user-experience", estendendo l'utilizzo delle componenti per l'analisi di dettaglio e la diagnosi dei malfunzionamenti a ulteriori applicazioni.

L'attivazione di queste componenti ha consentito di avviare una continua verifica di tutte le principali applicazioni in esercizio per l'individuazione proattiva di eventuali anomalie o inefficienze, al fine di indirizzare in maniera puntuale le attività di manutenzione sistemistica e applicativa necessarie alla risoluzione delle problematiche rilevate.

Infine, nell'ambito del miglioramento della qualità dei servizi ICT erogati agli utenti interni, è stata acquisita una nuova piattaforma per la gestione delle postazioni di lavoro (VDI - Virtual Desktop Infrastructure).

La nuova piattaforma consente di gestire le postazioni di lavoro in modalità virtualizzata non più correlata al singolo sistema fisico, ma accessibile da varie tipologie di dispositivi, dal tradizionale PC Desktop alle varie categorie ad apparati mobili quali PC portatili, tablet e smartphone.

La piattaforma VDI risiede sui sistemi informatici centrali del GSE, ottimizzando le attività di aggiornamento e gestione viva ed è configurata in maniera ridondante su due server farm, al fine di garantirne l'alta affidabilità.

Sono integrate nella piattaforma le funzionalità che consentono l'accesso dai dispositivi mobili alle applicazioni e ai sistemi aziendali in un contesto sicuro e il servizio per la condivisione e sincronizzazione di file e cartelle con utenti interni ed esterni.

10.6.2 Sviluppo applicazioni

La gestione della qualità del software per il miglioramento del servizio offerto agli operatori

Al fine di garantire che i prodotti software realizzati a supporto dei processi di business rispettino determinati standard di qualità, il GSE adotta prassi di sviluppo e di monitoraggio in linea con le best practice più diffuse relativamente alla realizzazione del software. Sono stati acquisiti strumenti per la valutazione di parametri di qualità e per il controllo periodico degli asset software e hardware aziendali. Il controllo di qualità del software operato dal GSE prevede:

- la definizione e il monitoraggio di Key Performance Indicator (KPI) del software realizzato e delle attività di manutenzione del parco applicativo (AMS - Application Maintenance Service);
- la definizione e il monitoraggio di livelli di servizio con i fornitori di servizi di sviluppo del software;
- la definizione di standard documentali univoci e condivisi tra tutti gli attori che partecipano allo sviluppo del software;
- l'adozione di una metodologia di "verifica del costo di realizzazione del software";
- il controllo della qualità del software.

Definizione e monitoraggio degli indicatori di performance e delle attività di manutenzione

È difficile controllare la qualità del software se non se ne misurano determinate caratteristiche. A tale scopo in GSE è stato definito un modello di qualità, identificando i parametri da monitorare per assicurare la realizzazione di un "software di qualità". Il modello definito contiene molte caratteristiche dallo standard ISO 25010, cui ne sono state aggiunte alcune proprie del GSE.

Sono stati definiti degli indicatori di "rischio operativo", cui è necessario porre il massimo livello di attenzione, in quanto una non mitigazione di questi potrebbe condurre a dei malfunzionamenti dei sistemi con il rischio di comprometterne l'operatività.

Nell'ambito del servizio di manutenzione delle applicazioni (AMS), sono stati definiti vari indicatori di performance e dei livelli di servizio contrattuali, al fine di misurare lo stato del servizio e di attivare eventuali azioni migliorative per far rientrare le performance all'interno dei valori di riferimento.

Definizione e monitoraggio dei livelli di servizio con i fornitori di servizi di sviluppo software

Nell'ambito dei contratti di realizzazione software sono stati definiti gli indicatori di qualità per misurare aspetti validi per tutti i servizi che compongono la fornitura software, quali ad esempio:

- il rispetto delle scadenze per la fornitura dei documenti previsti contrattualmente (piano della qualità, predisposizione ambienti, attività di subentro, ecc.);
- il rispetto della conformità dei documenti prodotti con riferimento al contratto.

Definizione di standard documentali

Per garantire uniformità di linguaggio, strutturazione e facilità di governo dei progetti software, e soprattutto al fine di tenere sotto controllo la qualità in tutte le fasi del processo di realizzazione, è stata definita una "biblioteca degli standard documentali", come strumento finalizzato alla raccolta di tutti gli standard documentali che vengono utilizzati durante un progetto software.

Adozione di una metodologia di verifica del costo di realizzazione del software

La qualità di un prodotto software è determinata da tutti i processi che lo compongono. Uno degli aspetti fondamentali di controllo è quello legato al costo relativo allo sviluppo software. A tal fine il GSE ha attivato, nel corso del tempo, metodologie e linee guida per tenere sotto controllo i costi del software rendicontati dai vari fornitori di servizi. Sono stati definiti strumenti e attivati corsi di formazione del personale sulle metodologie di misurazione del software più diffuse a livello nazionale ed internazionale. Il GSE è membro GUFPI-ISMA (Gruppo Utenti Function Point Italia - Italian Software Metrics Association) e IFPUG (International Function Point Users Group), associazioni internazionali per il dimensionamento funzionale del software. A tal proposito, è stata introdotta nel tempo la metodologia di calcolo dei "Function Point", metodo di misura oggettivo per il dimensionamento del software.

Controllo della qualità del software

Per misurare la qualità intrinseca del software realizzato, viene utilizzata una piattaforma, leader sul mercato, che consente di governare il processo produttivo e di tenere sotto controllo la qualità dello stesso. Tale piattaforma prevede la possibilità di avere varie viste informative, da quelle aggregate ad uso del management a quelle più dettagliate utili ai fornitori di software per migliorare quanto realizzato. Nel corso del 2017 il parco applicativo oggetto del controllo di qualità è stato ulteriormente ampliato con l'aggiunta dei sistemi previsionali e di alcuni moduli del sistema di gestione bitemporale dell'Anagrafica del GSE (ANUBI).

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 ed 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;
- centralizzazione delle attività di sviluppo/progettazione delle piattaforme/architetture tecnologiche di sicurezza;
- revisione, omogeneizzazione e definizione delle policie 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 2017 hanno riguardato:

- a. la definizione di una metodologia di Risk Management ICT atta a garantire la Sicurezza Informatica e la revisione dei processi e delle procedure ad essa correlati;
- b. le attività di assessment infrastrutturali di sicurezza correlate alla suddetta metodologia e alle misure di sicurezza per le pubbliche amministrazioni definite dall'AGID;
- c. l'Accreditamento del Security Operation Center (SOC) quale CERT (Computer Emergency Response Team) presso il Trusted Introducer, la principale community europea per la cooperazione e la condivisione di informazioni in ambito Security.



MONITORAGGIO

RAPPORTO
DELLE ATTIVITÀ
2017

MONITORAGGIO E SUPPORTO ISTITUZIONALE

CAPITOLO 11



11.1 PRODUZIONE STATISTICA E MONITORAGGIO DEGLI OBIETTIVI SULLE FONTI RINNOVABILI

Nel corso del 2017 il GSE ha rafforzato il proprio ruolo di primo piano nel campo della produzione statistica sul sistema energetico italiano e, più in particolare, sullo sviluppo e la diffusione delle fonti rinnovabili. A livello nazionale, dal 2009 il GSE fa parte del Sistema Statistico Nazionale per il contributo che fornisce ai fini del completamento e del miglioramento della qualità dell'informazione statistica ufficiale; sono 6, in particolare, i lavori statistici GSE già compresi nel Programma Statistico Nazionale (uno dei quali, relativo al settore elettrico, in compartecipazione con Terna), mentre 2 ulteriori sono stati proposti per le prossime annualità. A livello comunitario, invece, da novembre 2017 il GSE figura nella lista delle Autorità statistiche italiane (Other National Authorities – ONAs) che, oltre all'ISTAT, possiedono le caratteristiche e i requisiti necessari per far parte del Sistema Statistico Europeo.

In termini generali, l'attività di produzione statistica della Società persegue due finalità principali:

- produzione statistica ordinaria, legata all'esigenza di fornire al pubblico dati ufficiali, completi e aggiornati in tema di sviluppo e diffusione delle fonti rinnovabili (impianti, produzioni, ecc.) sul territorio nazionale, in un quadro di definizioni e classificazioni ormai consolidato e armonizzato in ambito Sistan ed Eurostat (Regolamento UE 1099/2008 sulle statistiche energetiche);
- monitoraggio annuale 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 (c.d. decreto burden sharing).

I risultati principali di tali attività sono diffusi sul sito istituzionale del GSE, sotto la macro voce "Dati e scenari". Dalla sezione "Statistiche", in particolare, è possibile accedere a tutte le pubblicazioni statistiche della Società, annuali e periodiche; dalla pagina "Monitoraggio FER", invece, è possibile consultare e scaricare i dati annuali di monitoraggio sugli impieghi di fonti rinnovabili nei settori elettrico, termico e trasporti e il grado di raggiungimento degli obiettivi nazionali e regionali sulle fonti rinnovabili.

Tra le principali produzioni statistiche diffuse dal GSE nel corso del 2017 figurano, in particolare, i seguenti Rapporti: *Energia da fonti rinnovabili in Italia - Anno 2016* (che fornisce il quadro statistico completo e ufficiale sulla diffusione e sugli impieghi di FER in Italia nei settori elettrico, termico e dei trasporti), *Solare fotovoltaico - Rapporto Statistico 2016*; *Monitoraggio statistico degli obiettivi nazionali e regionali sulle fonti rinnovabili di energia*; *Consumi di energia nel settore dei trasporti*.

11.1.1 Produzione di statistiche sulle fonti rinnovabili di energia

Il GSE produce regolarmente dati statistici ufficiali sulla diffusione e sugli impieghi delle fonti rinnovabili di energia (FER) in Italia nei settori elettrico, termico e trasporti.

Settore elettrico

Per quanto riguarda il settore elettrico, 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 770.000 impianti fotovoltaici diffusi sul territorio nazionale (al 31/12/2017). 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 2016 la produzione effettiva di energia elettrica da fonti rinnovabili si è attestata intorno ai 108.000 GWh, in lieve diminuzione (-0,8%) rispetto all'anno precedente; resta invece invariata la quota del consumo interno lordo nazionale coperto da FER (33,2%).

TABELLA 1 - Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili in Italia [GWh]

Fonte	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017 stime preliminari
Idraulica	45.823	41.875	52.773	58.545	45.537	42.432	37.091
Eolica	9.856	13.407	14.897	15.178	14.844	17.689	17.089
Solare	10.796	18.862	21.589	22.306	22.942	22.104	24.359
Geotermica	5.654	5.592	5.659	5.916	6.185	6.289	6.103
Bioenergie ¹	10.832	12.487	17.090	18.732	19.396	19.509	18.615
Totale FER	82.961	92.222	112.008	120.679	108.904	108.022	103.258
CIL Consumo Interno Lordo	346.368	340.400	330.043	321.834	327.940	324.969	331.731
FER/CIL (%)	24,0%	27,1%	33,9%	37,5%	33,2%	33,2%	31,1%

Fonte: Terna, GSE

Le stime preliminari elaborate dal GSE sul 2017 indicano una contrazione complessiva della produzione elettrica da rinnovabili di circa 5 TWh rispetto al 2016 (da 108 TWh a circa 103 TWh), che ha interessato tutte le fonti ad eccezione di quella solare.

Settore termico

Per quanto riguarda il settore termico, i consumi finali di energia da fonti rinnovabili ammontano nel 2016 a 10,5 Mtep (corrispondenti a circa 441.000 TJ), in lieve flessione rispetto all'anno precedente (-1,4%). La fonte rinnovabile maggiormente utilizzata nel 2016 è costituita dalle bioenergie (circa 7,6 Mtep) e in particolare dalle biomasse solide consumate per riscaldamento nel settore residenziale (legna da ardere e pellet). Di particolare rilievo è inoltre l'utilizzo, come sistema di riscaldamento invernale, degli apparecchi a pompa di calore, che nel 2016 hanno fornito oltre 2,6 Mtep di energia rinnovabile, confermando il dato dell'anno precedente.

NOTE

¹ Bioenergie: biomasse solide (compresa la frazione biodegradabile dei rifiuti), biogas e bioliquidi.

Le stime preliminari relative al 2017 indicano un aumento dei consumi (+6% circa), principalmente per effetto di temperature invernali più rigide rispetto all'anno precedente e del conseguente maggior fabbisogno di calore.

TABELLA 2 - Energia termica da fonti rinnovabili in Italia [Mtep]²

Fonte	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017 stime preliminari
Solare	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Geotermica	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Bioenergie ³	5,6	7,5	7,8	7,0	7,8	7,6	8,0
Pompe di calore	2,3	2,4	2,5	2,6	2,6	2,6	2,6
Totale FER	8,1	10,2	10,6	9,9	10,7	10,5	11,0

Fonte: GSE

Settore trasporti

Per quanto riguarda il settore trasporti, infine, i dati ricavabili dagli 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) consentono di calcolare - applicando le convenzioni di calcolo fissate dalla Direttiva 2009/28/CE - un consumo di poco meno di 1,2 milioni di tonnellate di biocarburanti nel 2016, in larghissima parte rispondenti ai requisiti di sostenibilità definiti dalla Direttiva 2009/28/CE; il relativo contenuto energetico ammonta a 43.585 TJ (1,04 Mtep), in netta diminuzione rispetto al 2015 (-11%). In entrambi gli anni la quota principale è costituita da biodiesel.

TABELLA 3 - Biocarburanti immessi in consumo in Italia [ktep]

	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017 stime preliminari
Biodiesel	1.286	1.263	1.178	1.055	1.142	1.009	1.029
- di cui sostenibile	1.286	1.262	1.178	1.055	1.142	1.007	1.027
- di cui double counting	57	338	114	185	450	773	874
Bietanolo	114	103	73	9	22	32	33
- di cui sostenibile	114	101	71	7	20	32	33
- di cui double counting	6	2	1	0	2	1	0
Bio-ETBE	0	2	1	1	3	0	0
- di cui sostenibile	0	2	1	1	2	0	0
- di cui double counting	0	0	0	0	0	0	0
Totale	1.401	1.368	1.252	1.065	1.167	1.041	1.062
- di cui sostenibile	1.401	1.366	1.250	1.063	1.164	1.039	1.060
- di cui double counting	63	340	115	186	451	774	874

Fonte: GSE

Le stime preliminari sviluppate dal GSE per il 2017 indicano un leggero incremento dell'immissione in consumo di biocarburanti, il cui contenuto energetico dovrebbe attestarsi intorno a 1,1 Mtep.

11.1.2 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. 28/11, 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 Decreto burden sharing. A tali fini il GSE, nell'ambito del tradizionale 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

NOTE

² I dati riportati comprendono consumi finali e consumi di calore derivato prodotto da impianti CHP e di sola produzione termica. Per completezza, si riporta anche il dato sull'energia rinnovabile da pompe di calore, sino a oggi contabilizzata solo ai fini del monitoraggio degli obiettivi fissati dalla Direttiva 2009/28/CE.

³ Bioenergie: biomasse solide (compresa la frazione biodegradabile dei rifiuti), biogas e bioliquidi.

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, documenti e materiali; un'area riservata, inoltre, consente alle amministrazioni regionali di accedere a dati disaggregati a livello provinciale.

Monitoraggio nazionale

La tabella seguente riporta l'andamento recente dei consumi di energia, complessivi e da FER, 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 2016 la quota dei consumi complessivi di energia coperta da FER risulta pari al 17,4%; per il terzo anno consecutivo, pertanto, l'Italia è in linea con il target fissato dalla Direttiva 2009/28/CE per il 2020 (17%). Il maggior contributo è fornito dal settore termico, con il 50% dei consumi totali di energia rinnovabile, seguito dall'elettrico (45%) e dai trasporti (5%).

TABELLA 4 - Consumi finali lordi di energia, da FER e totali, in Italia [Mtep]

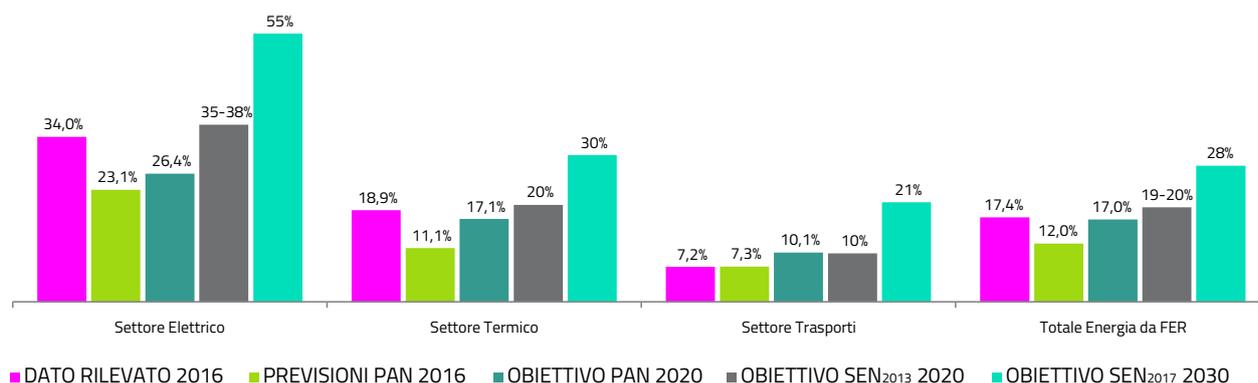
Fonte	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017 stime preliminari
FER - Elettricità	7,0	8,0	8,9	9,2	9,4	9,5	9,6
FER - Termico	8,1	10,2	10,6	9,9	10,7	10,5	11,0
FER - Trasporti	1,4	1,4	1,3	1,1	1,2	1,0	1,1
FER - Totale Consumi (A)	16,5	19,6	20,7	20,2	21,3	21,1	21,7
Consumi Finali Lordi (B)	128,2	127,1	123,9	118,5	121,5	121,1	123,0
Quota dei Consumi finali lordi coperta da FER (A/B)	12,9%	15,4%	16,7%	17,1%	17,5%	17,4%	17,6%

Fonte: GSE

Secondo le valutazioni preliminari del GSE, la quota dei consumi complessivi di energia coperta da FER nel 2017, calcolata applicando le definizioni e i criteri di calcolo introdotti dalla Direttiva 2009/28/CE ai fini del monitoraggio dei target al 2020, dovrebbe superare leggermente i livelli registrati nel 2016, attestandosi intorno al 17,6%.

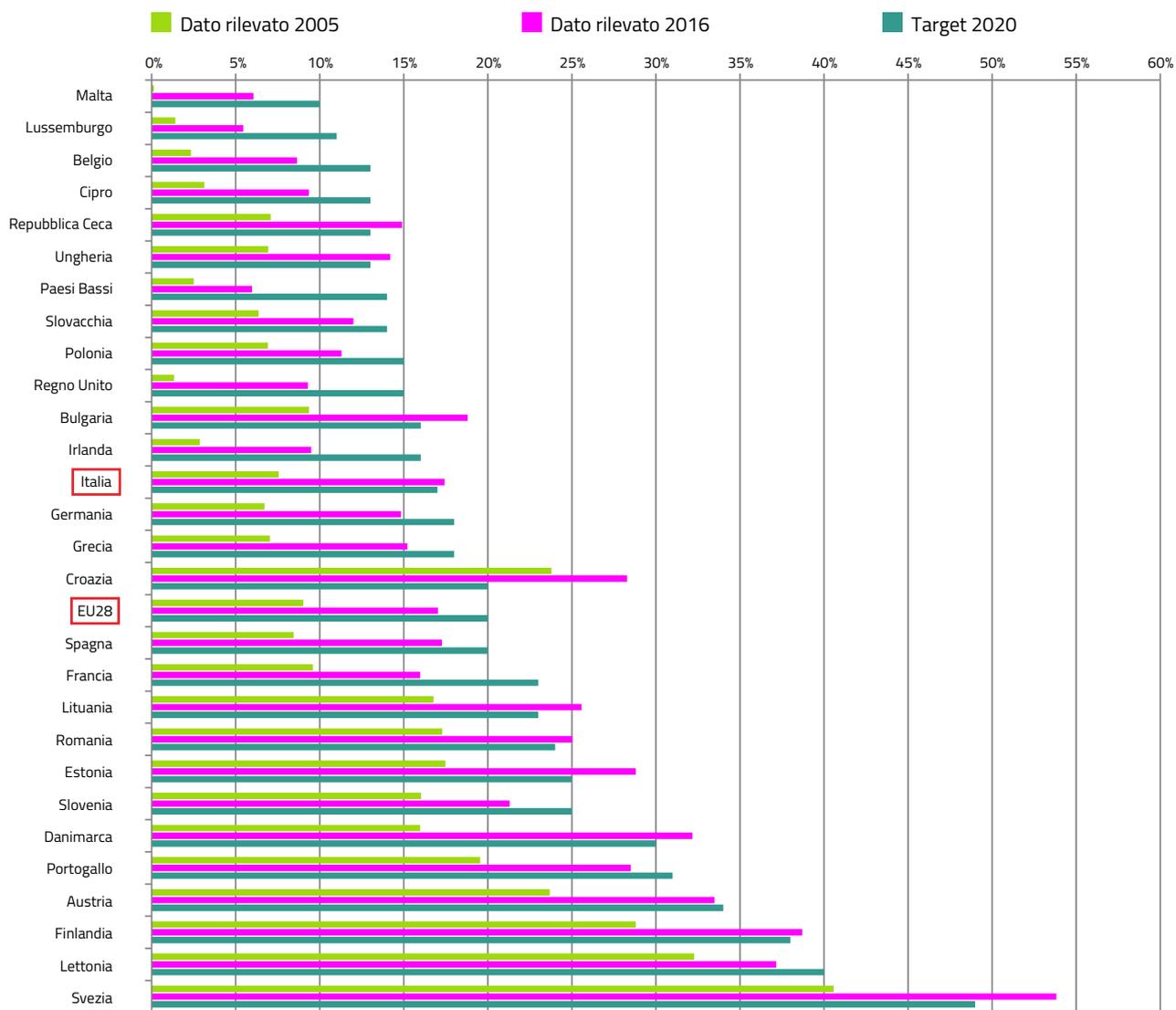
Nella figura seguente i dati di monitoraggio del target complessivo e dei tre target settoriali al 2016 sono confrontati con le previsioni del PAN per il 2016 e il 2020 e con gli obiettivi identificati dalla Strategia Energetica Nazionale 2013 per il 2020 e dalla Strategia Energetica Nazionale 2017 per il 2030.

FIGURA 1 - Quota dei consumi finali lordi di energia coperta da FER per settore e target al 2020 e 2030



Come si nota, l'indicatore obiettivo complessivo (totale energia da FER) e gli indicatori obiettivo relativi al settore elettrico e al settore termico mostrano, nel 2016, valori superiori alle previsioni PAN per lo stesso 2016 e per il 2020. L'indicatore per il settore trasporti (7,2%), calcolato applicando i criteri fissati dalla Direttiva 2009/28/CE e dalle successive modifiche apportate dalla Direttiva 2015/1513 (cosiddetta Direttiva ILUC), risulta invece appena inferiore alle previsioni PAN per il 2016 (7,3%). È interessante confrontare la performance dell'Italia in termini di grado di raggiungimento del target complessivo sulle rinnovabili con quella degli altri Paesi UE (figura seguente).

FIGURA 2 - Quota dei consumi finali lordi di energia coperta da FER nei Paesi UE

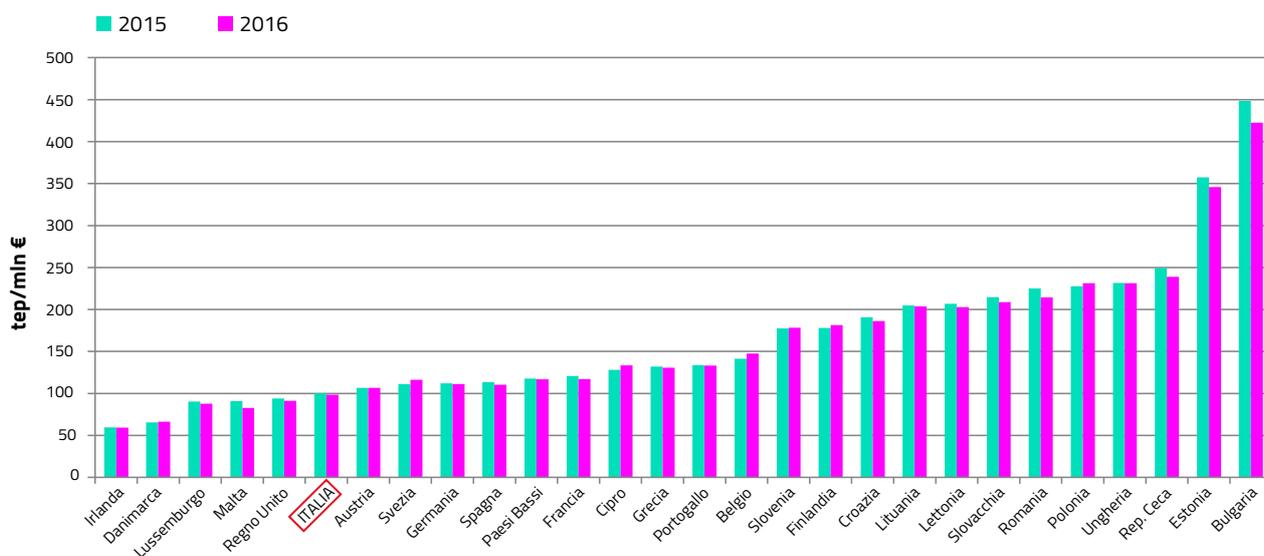


Fonte: elaborazioni GSE su dati Eurostat

L'Italia è uno degli 11 Paesi europei che, al 2016, ha raggiunto un'incidenza delle rinnovabili sui consumi finali lordi superiore al valore-obiettivo fissato dalla Direttiva 2009/28/CE.

Nella figura che segue, per completezza, si illustra anche il confronto tra i 28 Paesi UE in termini di intensità energetica primaria (rapporto tra consumo di energia primaria e PIL, che fornisce un'indicazione generale sui livelli di efficienza del settore economico, al netto delle caratteristiche strutturali dell'economia dei vari Paesi). In particolare, nella Figura 3 si può osservare come l'Italia – principalmente grazie al rilevante peso del settore civile rispetto all'industriale – figuri tra i 6 Paesi europei a minore intensità energetica.

FIGURA 3 - Intensità energetica primaria dell'economia per gli anni 2015 e 2016 nei paesi UE (tep/mln€)



Monitoraggio regionale

Il Decreto 15 marzo 2012 del MiSE fissa il contributo che le diverse regioni e province autonome sono tenute a fornire ai fini del raggiungimento del target nazionale al 2020.

Ciascun obiettivo regionale è costituito da un indicatore ottenuto dal rapporto tra consumi finali lordi di energia da FER e consumi finali lordi complessivi di energia, da elaborare applicando precise definizioni e criteri di calcolo fissati dalla Direttiva 2009/28/CE e dal Decreto 11/5/2015 del MiSE; a differenza dell'obiettivo nazionale, tuttavia, per il calcolo degli indicatori-obiettivo 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).

TABELLA 5 - Consumi finali lordi di energia da FER e incidenza sui consumi finali lordi 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	2014	2015	2014	2016	2020
Piemonte	1.825	1.888	1.943	17,9%	17,8%	11,5%	12,2%	15,1%
Valle d'Aosta	320	327	330	74,6%	80,2%	51,0%	50,7%	52,1%
Lombardia	3.102	3.210	3.290	13,1%	13,2%	7,7%	8,5%	11,3%
Liguria	188	201	210	7,4%	7,6%	8,0%	9,5%	14,1%
Provincia di Trento	566	575	592	41,6%	43,2%	31,4%	32,1%	35,5%
Provincia di Bolzano	822	819	811	61,4%	63,4%	33,9%	34,3%	36,5%
Veneto	1.878	2.017	2.029	16,9%	17,3%	6,5%	7,4%	10,3%
Friuli Venezia Giulia	594	641	647	19,5%	19,7%	8,5%	9,6%	12,7%
Emilia Romagna	1.367	1.406	1.390	10,7%	10,9%	5,1%	6,0%	8,9%
Toscana	1.222	1.332	1.330	15,8%	17,1%	10,9%	12,3%	16,5%
Umbria	443	505	504	21,0%	22,7%	9,5%	10,6%	13,7%
Marche	437	451	452	16,7%	16,8%	8,3%	10,1%	15,4%
Lazio	902	959	890	8,9%	9,1%	7,4%	8,5%	11,9%
Abruzzo	614	635	603	24,5%	25,3%	11,7%	13,6%	19,1%
Molise	188	199	195	34,9%	36,6%	21,9%	25,5%	35,0%
Campania	996	1.098	1.058	15,5%	16,4%	9,8%	11,6%	16,7%
Puglia	1.125	1.211	1.192	14,4%	15,5%	8,3%	10,0%	14,2%
Basilicata	312	350	366	35,0%	33,7%	19,6%	23,4%	33,1%
Calabria	917	917	898	38,0%	37,6%	17,1%	19,7%	27,1%
Sicilia	726	699	706	11,6%	11,2%	8,8%	10,8%	15,9%
Sardegna	639	682	606	25,0%	25,2%	10,4%	12,5%	17,8%
ITALIA	19.182	20.122	20.042	16,2%	16,5%	9,3%	10,6%	14,3%

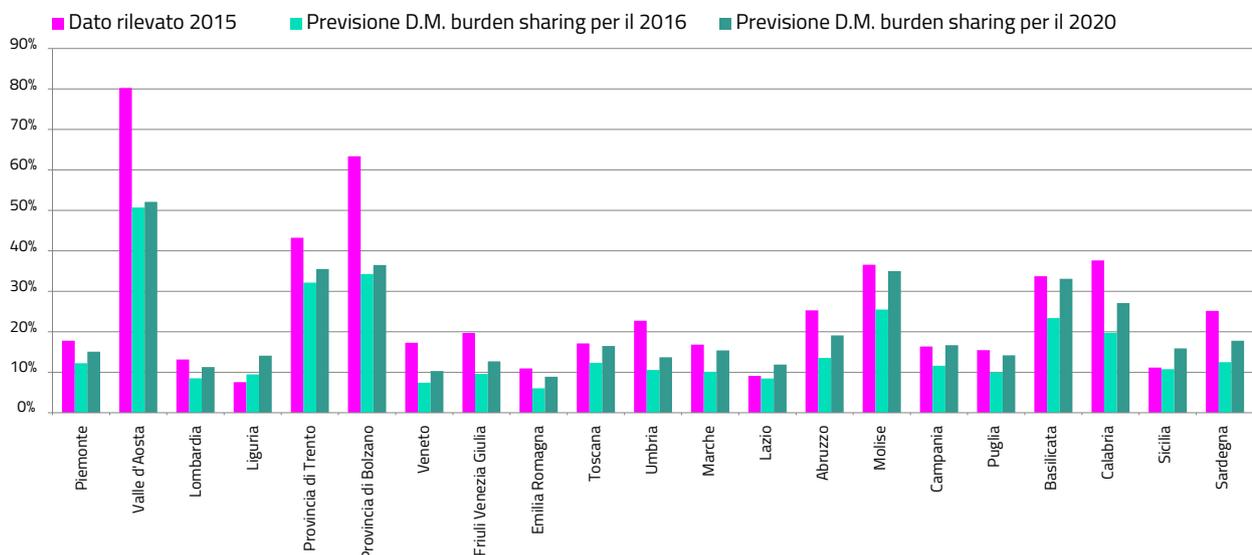
Fonte: GSE

* Ai fini del calcolo dell'indicatore - obiettivo non vengono considerati i consumi di FER nel settore dei trasporti.

** Nel momento in cui si scrive non sono disponibili i dati sui consumi finali lordi complessivi di energia a livello regionale al 2016 e, pertanto, non è possibile calcolare l'incidenza delle FER

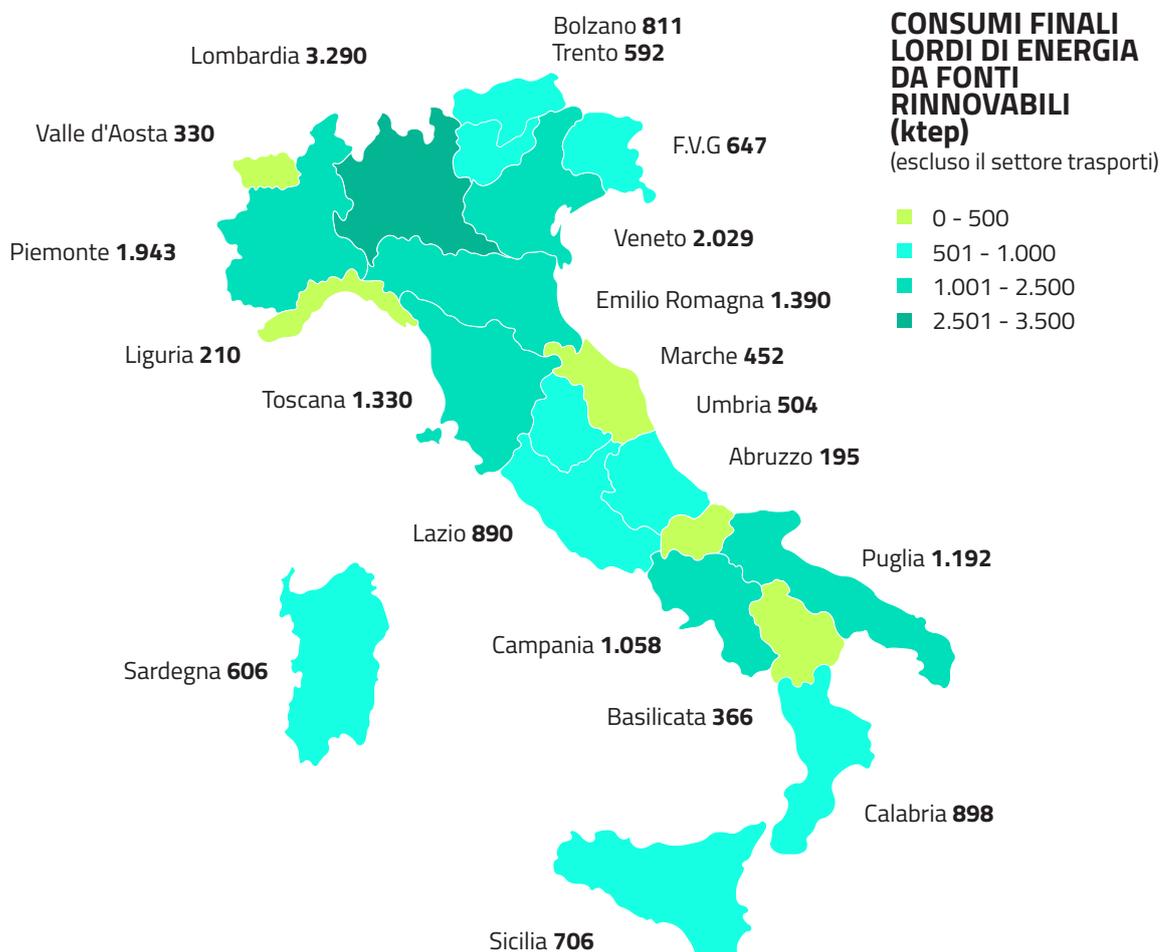
Quasi tutte le regioni e le province autonome registrano una quota dei consumi finali lordi di energia coperta da fonti rinnovabili superiore alle previsioni del Decreto burden sharing per il 2015; in numerose regioni risultano superati anche gli obiettivi fissati per il 2020.

FIGURA 4 - Quota dei consumi finali lordi di energia coperta da FER nelle regioni e nelle province autonome



Il dato assoluto di consumo di energia da FER nelle singole regioni nel 2016, infine, è illustrato nella cartina seguente.

FIGURA 5 - Consumi finali lordi di energia da FER nelle regioni italiane al 2016 (ktep)



11.1.3 Atlaimpianti

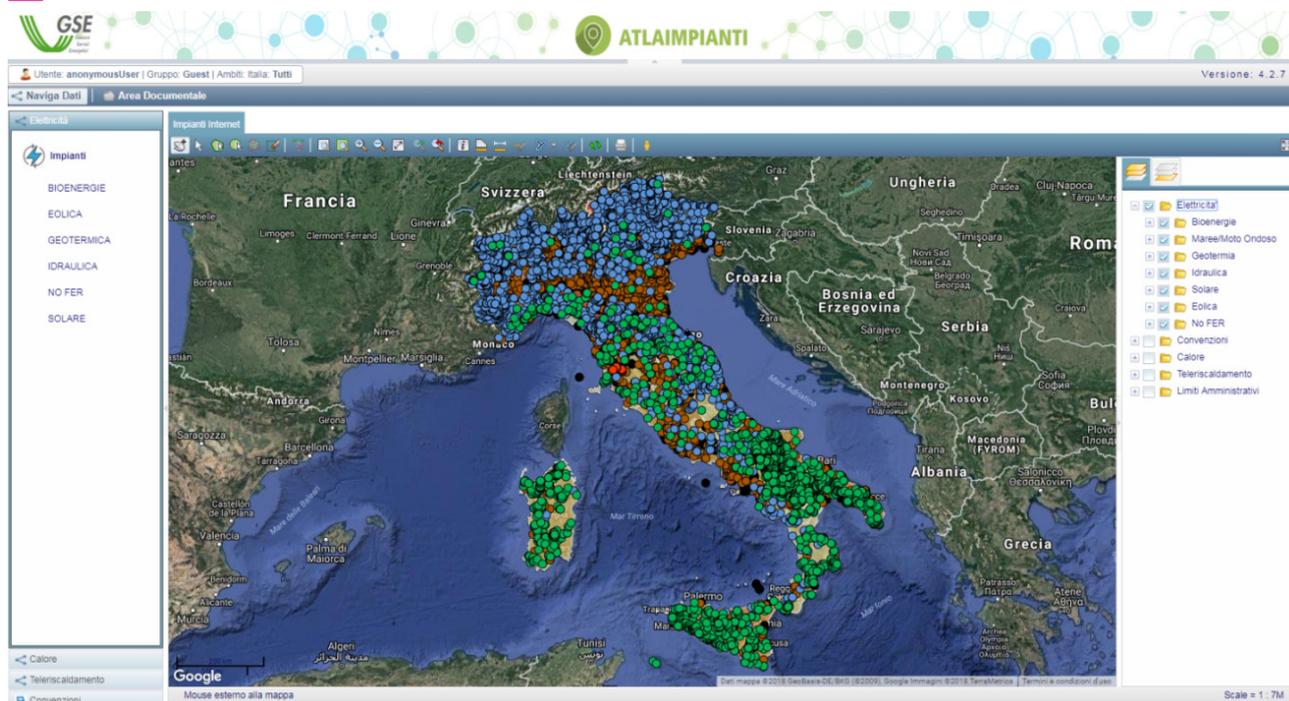
Nel febbraio 2017 è entrato in esercizio Atlaimpianti, progetto di ampliamento ed evoluzione dei portali Atlasole e Atlavento, che consente di verificare l'esatta ubicazione sul territorio nazionale degli impianti di produzione di energia elettrica e termica e di consultarne/scaricarne al contempo i dati principali.

Il portale cartografico, accessibile liberamente dal sito istituzionale del GSE, permette 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 questa 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 6 - Portale cartografico Atlaimpianti



Attualmente il sistema include la stragrande maggioranza di impianti che hanno ad oggi rapporti in essere col GSE (poco meno di 700.000 impianti). Il modesto numero di impianti escluso dalla navigazione è legato ad aspetti di carattere geografico: in alcuni casi, infatti, le informazioni disponibili non consentono ancora una localizzazione perfetta. Il portale è costantemente aggiornato proprio con l'obiettivo di fornire un servizio sempre più completo.

Sono in corso, inoltre, ulteriori studi per orientare il sistema verso la mappatura di progetti di sostenibilità ambientale e includere analisi settoriali con diversi livelli di profondità territoriale.

11.1.4 Altre attività

Tra le principali attività realizzate dal GSE in ambito statistico nel corso del 2017 figurano inoltre le seguenti:

- collaborazioni permanenti e partecipazioni a tavoli tecnici su temi statistici con altri enti nazionali (MISE, ISTAT, ENEA, ecc.), con le amministrazioni regionali e, in ambito internazionale, con Eurostat, IEA e IRENA;
- partecipazione ai lavori della "Task Force on CHP and District Heating", istituita da Eurostat e composta da esperti provenienti da circa 10 Paesi UE, finalizzata a revisionare il modello di rendicontazione dell'energia prodotta da impianti cogenerativi e a sviluppare un nuovo template per la raccolta di dati relativi agli impianti di teleriscaldamento;
- nell'ambito del progetto Sostenibilità in Comune - attività che nel corso del 2017 ha visto il GSE impegnato a supportare numerosi Comuni intenzionati ad eseguire interventi legati alle fonti rinnovabili e all'efficientamento energetico - è stata sviluppata una metodologia di calcolo ed elaborazione di indicatori sintetici utili a stilare una classifica dei "Comuni sostenibili" italiani e a rilasciare una "Carta della Sostenibilità del territorio". A valle di un lavoro di benchmark delle metodologie applicate a livello nazionale e internazionale per individuare e premiare le città più sostenibili, il ranking è stato sviluppato combinando numerosi indicatori di performance afferenti ad ambiti specifici (acqua, aria, energia, governance, mobilità, rifiuti e territorio, efficienza energetica, ambiente urbano), opportunamente calcolati a seconda della disponibilità di dati a livello comunale e per capoluoghi di provincia. Le elaborazioni hanno consentito di produrre un ampio spettro di indicatori;

- supporto al progetto PV EAST per un miglioramento delle performance degli impianti fotovoltaici mediante nudge;
- gestione delle richieste di informazioni e dati sulle fonti energetiche rinnovabili pervenute al GSE tramite la casella di posta elettronica dedicata (ufficiostatistiche@gse.it).

11.2 STUDI E ANALISI NEL SETTORE ENERGETICO

In termini di studi, analisi, scenari, l'attività che più ha impegnato il GSE nel 2017 è stata quella di collaborazione con le istituzioni, in primis il MiSE, nella elaborazione della Strategia Energetica Nazionale (SEN). La SEN è stata pubblicata a novembre 2017 a coronamento di un lungo percorso, in cui il GSE è stato coinvolto sin dal primo momento, iniziato a fine 2015 con la costituzione del Tavolo Decarbonizzazione presso la Presidenza del Consiglio dei Ministri, e proseguito per due anni di intenso lavoro. Il GSE ha fornito il proprio contributo su tutti i fronti: dalla condivisione dei modelli scenari e dei relativi dati di input alle elaborazioni sull'evoluzione degli oneri, dalle analisi di sensitività sulla base delle statistiche energetiche alla collaborazione nella individuazione delle strategie nei diversi settori, dalle valutazioni delle ricadute economiche ed occupazionali all'analisi degli oltre 800 commenti inviati da 250 soggetti alla versione della SEN posta in consultazione a luglio 2017, fino alle elaborazioni editoriali finali. La pubblicazione della Strategia, peraltro, è ben lungi dal segnare la fine di tale intenso impegno: i periodici aggiornamenti previsti della SEN e soprattutto il grande lavoro che deve essere sin da subito svolto per la redazione del *Piano nazionale integrato per l'energia e il clima* da presentare alla Commissione Europea nel quadro dei nuovi obiettivi comunitari al 2030, rendono necessaria una continuità delle attività in tale ambito. Per queste finalità, ad esempio, la SEN stessa richiama l'istituzione di un gruppo tecnico stabile "scenari", coordinato dai MATTM, cui partecipa anche il GSE, che ha già iniziato a lavorare.

Sul fronte degli studi, un'attività rilevante, avviata nel 2012, proseguita negli anni e confluita nel 2017 anche nella nuova SEN (sezione "La questione occupazionale" nel capitolo dedicato alla Governance), riguarda il monitoraggio delle ricadute economiche e occupazionali connesse alla diffusione delle fonti rinnovabili e alla promozione dell'efficienza energetica in Italia. Per condurre tale analisi, prevista dal D.Lgs. 28/11, 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 alcune delle valutazioni effettuate dal GSE nel 2017 e confluite nella SEN.

È stato stimato che nel 2016 siano stati investiti circa 1,8 mld€ in nuovi impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, in particolar modo nel settore fotovoltaico (circa 615 mln€) ed eolico (circa 490 mln€). La progettazione, costruzione e installazione dei nuovi impianti nel 2016 si valuta abbia attivato un'occupazione "temporanea" corrispondente a oltre 16.300 ULA dirette e indirette equivalenti a tempo pieno. La gestione "permanente" di tutto il parco degli impianti in esercizio, a fronte di una spesa di oltre 3,8 miliardi nel 2016, si ritiene abbia attivato oltre 39.500 ULA dirette e indirette, delle quali la maggior parte relative alla filiera idroelettrica e fotovoltaica (circa il 30% in ogni settore), seguite dagli ambiti del biogas e dell'eolico. Il nuovo valore aggiunto generato dalle fonti rinnovabili nel settore elettrico nel 2016 si ritiene sia stato complessivamente di oltre 3 mld€.

TABELLA 6 - Risultati economici ed occupazionali dello sviluppo delle rinnovabili elettriche nel 2016 suddivisi per tecnologie

Tecnologia	Investimenti (mln€)	Spese O&M (mln€)	Valore Aggiunto (mln€)	Occupati temporanei diretti+indiretti (ULA)	Occupati permanenti diretti+indiretti (ULA)
Fotovoltaico	616	950	969	4.359	11.818
Eolico	489	264	490	4.715	3.578
Idroelettrico	251	859	804	2.584	11.488
Biogas	105	498	449	1.076	6.443
Biomasse solide	358	629	396	3.576	3.520
Bioliquidi	-	594	121	-	1.987
Geotermoelettrico	-	52	40	-	689
Totale	1.820	3.845	3.269	16.310	39.522

Gli investimenti in nuovi impianti per la produzione di energia termica da fonti rinnovabili nel 2016 si stima siano ammontati a circa 3 mld€, di cui 2 mld destinati alle pompe di calore. La progettazione, costruzione e installazione dei nuovi impianti nel 2016 si ritiene abbia attivato un'occupazione "temporanea" corrispondente a circa 31.000 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 2016, si valuta abbia attivato circa 34.000 ULA dirette e indirette, di cui il 60% relative alla filiera delle stufe e termocamini a legna e il 30% in quella delle pompe di calore. Il nuovo valore aggiunto generato dalle fonti rinnovabili nel settore termico nel 2016 si ritiene sia stato complessivamente di oltre 5 mld€.

TABELLA 7 - Risultati economici ed occupazionali dello sviluppo delle rinnovabili termiche nel 2016 suddivisi per tecnologie

Tecnologia	Investimenti (mln€)	Spese O&M (mln€)	Valore Aggiunto (mln€)	Occupati temporanei diretti+indiretti (ULA)	Occupati permanenti diretti+indiretti (ULA)
Solare termico (naturale + forzato)	154	28	99	1.442	361
Stufe e termocamini a pellet	534	525	373	6.447	2.741
Stufe e termocamini a legna	172	1.598	1.305	2.279	20.275
Pompe di calore(aerotermitiche, idrotermiche e geotermiche)	2.148	2.922	3.300	20.937	10.592
Totale	3.008	5.073	5.078	31.105	33.969

Il GSE ha anche stimato le ricadute economiche e occupazionali delle politiche di promozione dell'efficienza energetica, adottando un approccio coerente con quello utilizzato per valutare le ricadute delle fonti rinnovabili, basato sulle matrici delle interdipendenze settoriali. Si stima che agli interventi di efficienza energetica che hanno avuto accesso ai meccanismi di incentivazione attivi nel 2016 corrispondano investimenti per circa 4,1 mld€ (in particolar modo grazie alle Detrazioni Fiscali del 65% e ai CB), un valore aggiunto di oltre 2,8 mld€ ed un totale di circa 50.000 unità lavorative annue "temporanee" dirette più indirette (equivalenti a tempo pieno).

TABELLA 8 - Risultati economici ed occupazionali della promozione dell'efficienza energetica in Italia nel 2016

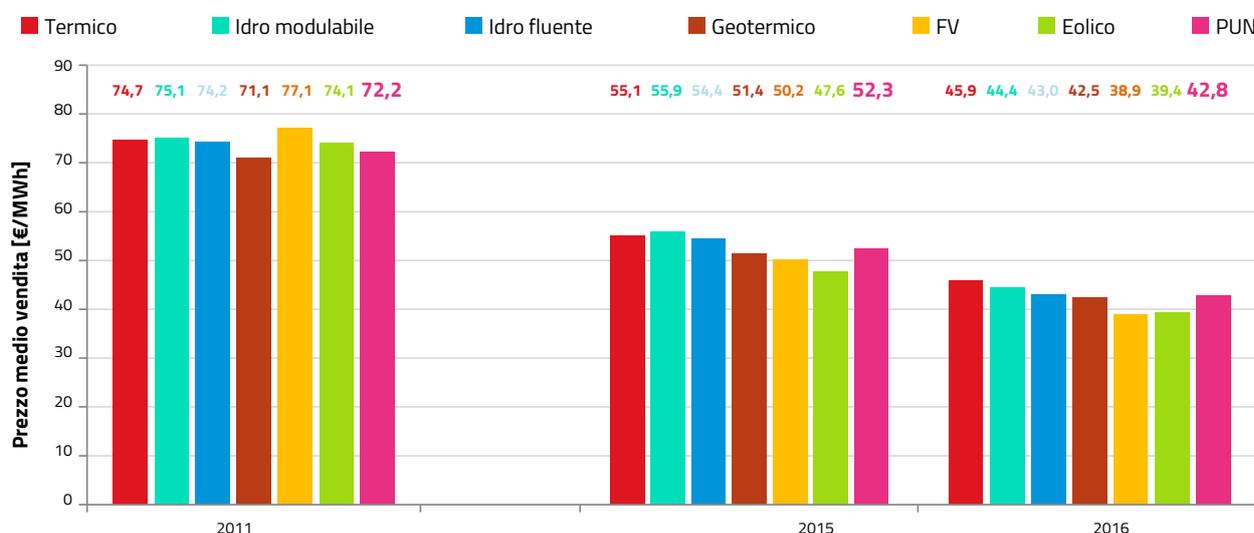
Tecnologia di meccanismo di incentivazione	Investimenti (mln €)	Valore Aggiunto (mln €)	Occupati temporanei diretti (ULA)	Occupati temporanei indiretti (ULA)	Occupati temporanei totali (ULA)
Detrazioni 65%	3.116	2.108	21.415	16.826	38.242
Conto Termico*	21	14	148	113	260
Certificati Bianchi	989	664	6.130	5.536	11.666

NOTE

* Si considerano solamente gli interventi effettivamente entrati in esercizio nel 2016; 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

Sul fronte delle pubblicazioni del GSE, nel corso del 2017 sono stati diffusi numerosi studi contenenti dati e analisi sugli impianti a fonti rinnovabili, sugli interventi di efficienza energetica, sull'evoluzione del sistema energetico e sugli strumenti di promozione dello sviluppo sostenibile.

Lo studio *Il valore dell'energia rinnovabile sul mercato elettrico* analizza l'impatto che la crescente disponibilità di energia da fonti rinnovabili ha avuto sulla loro valorizzazione sul mercato elettrico. Dall'analisi emerge che il prezzo medio di valorizzazione dell'energia eolica e fotovoltaica negli ultimi anni presenta un differenziale negativo rispetto al PUN compreso tra 2 e 6 €/MWh, mentre l'energia da fonte idrica e geotermica rimangono abbastanza in linea con i prezzi medi di mercato. Sebbene ad oggi le oscillazioni di prezzo del mercato elettrico siano in gran parte mitigate dai meccanismi di incentivazione vigenti, l'orientamento delle politiche energetiche comunitarie volte a incoraggiare una progressiva integrazione delle rinnovabili nel mercato, la futura scadenza dei sistemi di incentivazione e lo sviluppo di nuovi impianti rinnovabili in market parity rende queste analisi sempre più attuali.

FIGURA 7 - Evoluzione dei prezzi di vendita medi sul mercato elettrico per fonte e PUN 2011-2016


Al centro di un altro studio, *Il punto sull'eolico*, sono delineati i trend correnti e le prospettive future della tecnologia eolica. È evidenziata in primo luogo la rilevante crescita di impianti di piccola taglia negli ultimi tre anni. Quanto alla producibilità, si osservano buone performance dei grandi impianti, mentre il minieolico mostra producibilità molto variabile ma in media piuttosto moderata, sia pure in miglioramento. I costi di investimento, in larga parte dovuti agli aerogeneratori, risultano sensibilmente decrescenti all'aumentare della taglia di impianto.

In termini di mercato degli aerogeneratori, il minieolico presenta un'elevata frammentazione tra diversi produttori, mentre il grande eolico mostra una maggiore concentrazione. Sono stati analizzati anche i risultati dell'incentivazione ai sensi del D.M. 6 luglio 2012 e del D.M. 23 giugno 2016, focalizzando l'attenzione sulle prospettive di breve-medio termine dell'eolico, in base alle politiche vigenti: il termine del periodo di incentivazione per una parte di impianti e la progressiva entrata in esercizio degli impianti attualmente a progetto. In merito agli impianti in scadenza, si è valutata di convenienza economica dell'esercizio degli stessi al termine dell'incentivazione, confrontando i possibili ricavi dalla vendita della produzione eolica con i costi di O&M: i risultati mostrano buoni margini convenienza economica nell'esercizio della maggior parte dei grandi impianti eolici al termine del periodo di incentivazione, fermo restando che l'ammodernamento degli stessi potrebbe comportare un incremento della producibilità vantaggioso in ottica di sistema. Lo studio considera anche le ricadute ambientali e occupazionali sin qui osservate relativamente allo sviluppo della filiera eolica.

FIGURA 8 - Producibilità media degli impianti eolici del D.M. 6/7/2012 nel triennio 2014-2016, per classe di potenza

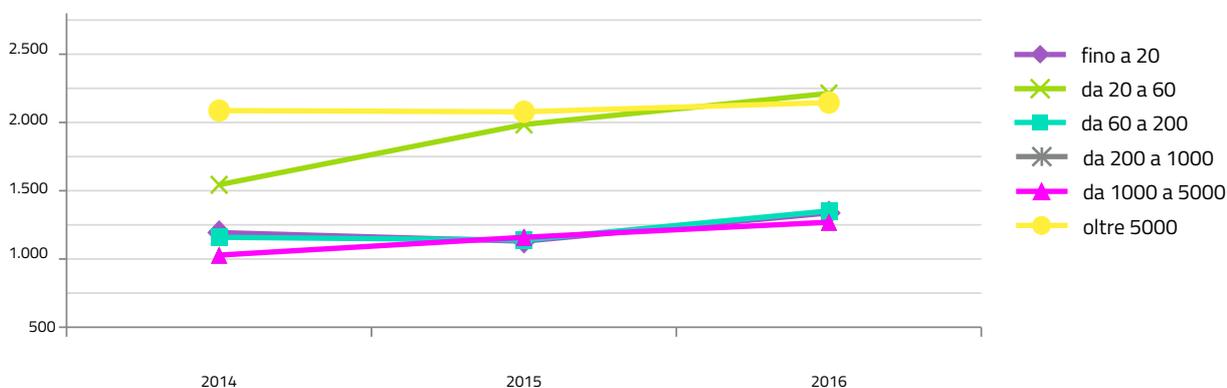
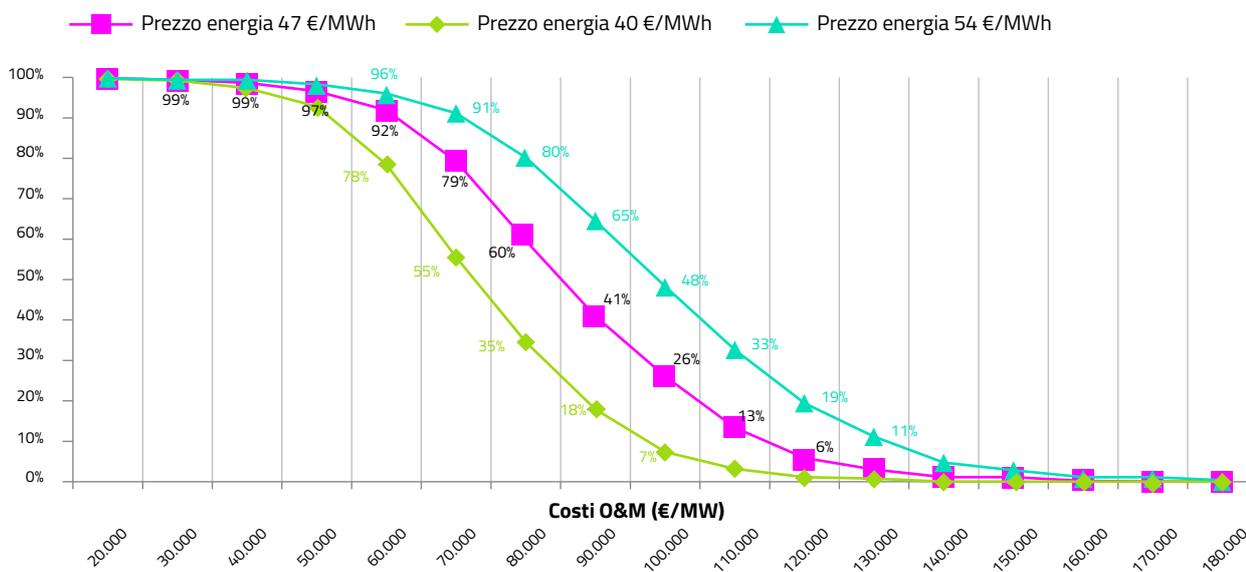
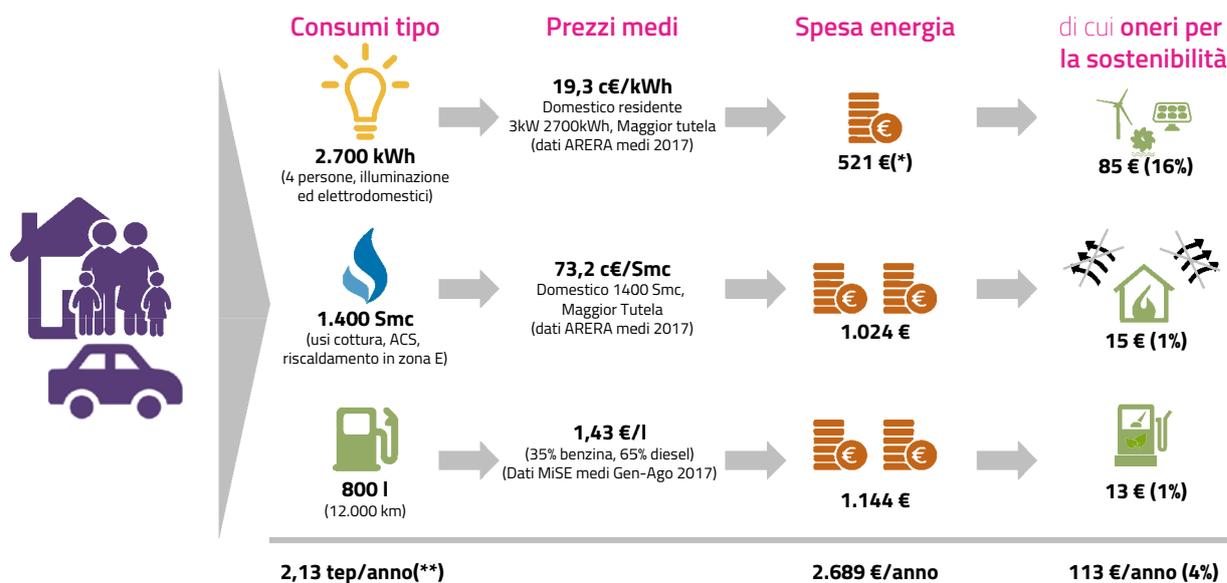


FIGURA 9 - Probabilità della convenienza/sopravvivenza degli impianti eolici in scadenza di incentivazione al variare dei costi di O&M



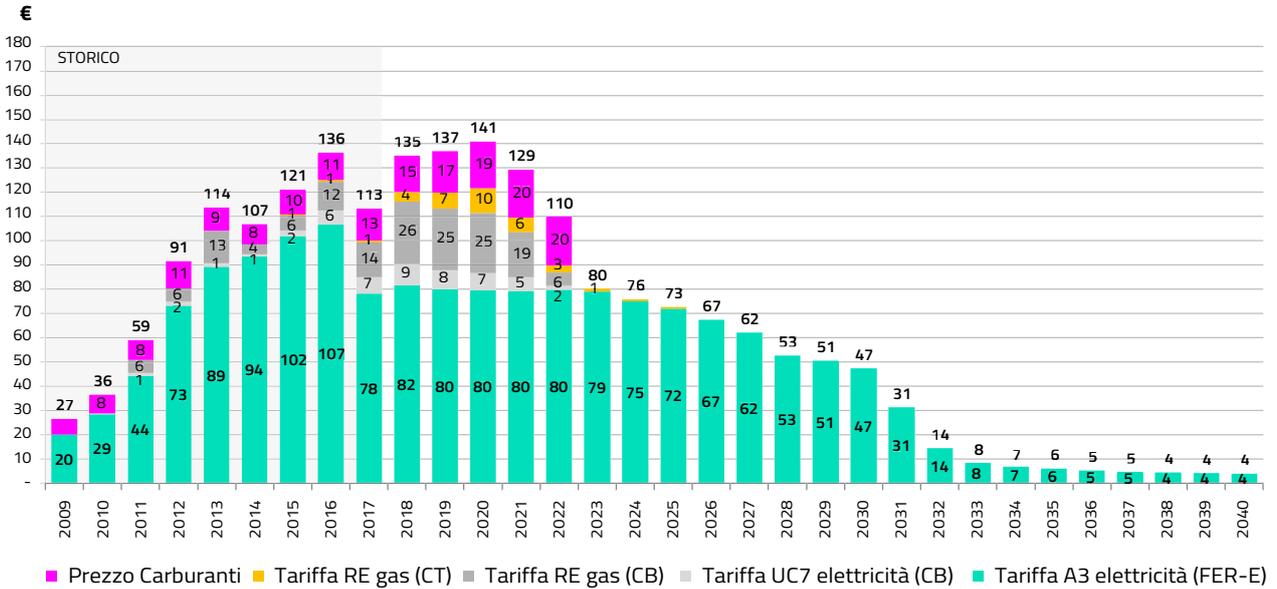
Nel corso del 2017 è stato pubblicato anche lo studio *La spesa energetica delle famiglie e le risorse impegnate per la promozione delle fonti rinnovabili e dell'efficienza energetica. Scenari evolutivi a politiche correnti*, che tratteggia la spesa energetica sostenuta dalle famiglie italiane, la quota in bolletta destinata agli incentivi alle fonti rinnovabili e all'efficienza energetica e i risultati ottenuti attraverso l'impiego di queste risorse per la sostenibilità del paese (energia ed emissioni risparmiate). Inoltre, nel rapporto si delinea quella che potrebbe essere l'evoluzione tendenziale di questa spesa nei prossimi anni, mediante analisi condotte a politiche correnti sull'evoluzione delle componenti delle bollette di elettricità e gas per promuovere la sostenibilità ambientale. Nel 2016 le attività di promozione della sostenibilità gestite dal GSE si sono tradotte in un investimento per famiglie e imprese di oltre 16 mld€, l'1% del PIL nazionale. La famiglia tipo ha contribuito a questo investimento con circa 136 €, a fronte di una spesa energetica annua di circa 2.600 €. A fronte di tale impegno è stato possibile sostenere, a livello Paese, la produzione di 81 TWh di energia rinnovabile, risparmiando 15 milioni di tonnellate equivalenti di petrolio ed evitando l'emissione in atmosfera di circa 44 milioni di tonnellate di gas serra.

FIGURA 10 - Spesa energetica annua di una famiglia tipo di 4 persone e quota destinata a promozione di rinnovabili ed efficienza nel 2017



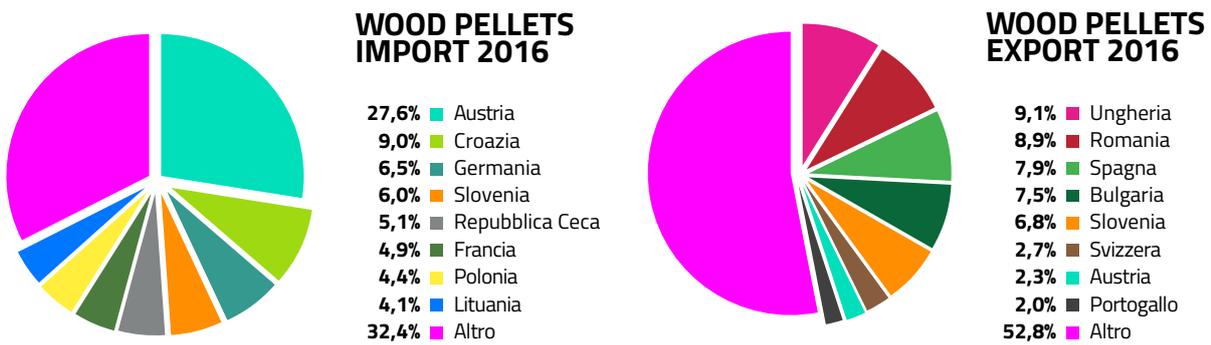
(*) Non include i 90 € del canone TV 2017 (***) Consumi di energia primaria fossile

FIGURA 11 - Scenario di evoluzione a politiche correnti degli oneri sostenuti dalle famiglie per la promozione di rinnovabili ed efficienza



A luglio 2017 è stato pubblicato il rapporto *Global Wood Pellet Industry and Trade Study 2017*, lo studio sul mercato internazionale del pellet, al quale ha partecipato il GSE in qualità di membro del programma di collaborazione IEA Bioenergy dell'Agencia Internazionale dell'Energia. Il mercato globale del pellet è cresciuto notevolmente dal 2011, con un tasso annuo medio del 14% e con l'ingresso di nuovi Paesi, sia come produttori che come consumatori. In questo quadro l'Italia si conferma uno dei principali consumatori e importatori di pellet in Europa.

FIGURA 12 - Import ed export di pellet in Italia nel 2016 (fonte GSE-ISTAT)



Per quanto concerne il monitoraggio della regolazione regionale, in continuità con quanto previsto in tema di informazione e monitoraggio dal D.Lgs. 28/11, è stata portata avanti 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 2017, inoltre, sono stati pubblicati i rapporti sulla regolazione regionale della generazione elettrica da fonti rinnovabili per gli anni 2014 e 2015, all'interno dei quali viene riepilogata la normazione regionale in ambito ambientale-energetico per le FER elettriche.

11.3 PROMOZIONE DELLA SOSTENIBILITÀ

Il GSE negli anni ha assunto un ruolo di primo piano nella diffusione delle fonti rinnovabili e dell'efficienza energetica in Italia, in primis grazie al proprio ruolo di gestore dei molteplici meccanismi di incentivazione messi in campo a livello nazionale. A questo, nel tempo, il GSE ha affiancato un sempre maggior impegno nel collaborare con le istituzioni, a partire da quelle centrali, per definire le scelte e gli interventi di politica energetica del Paese. Lo scenario 2030, sia nel quadro dei nuovi obiettivi comunitari sia nel quadro ancor più ampio degli obiettivi di sviluppo sostenibile (SDGs) definiti dall'ONU, richiede una forte responsabilità da parte di tutti i possibili attori dello sviluppo sostenibile, ovverosia di tutti. Per questo il GSE nel 2017 si è impegnato nel fornire sempre maggior supporto anche alle amministrazioni locali e nel promuovere varie iniziative di sostenibilità sul piano ambientale, economico e sociale.

Supporto all'efficientamento della PA

Il GSE si sta impegnando affinché la PA possa esprimere al meglio il ruolo esemplare che riveste nella transizione del Paese verso un modello di efficienza e sostenibilità. A maggio 2017, la Società ha messo in campo un team dedicato a supportare la PA - in particolare gli enti locali - nella riqualificazione del proprio patrimonio edilizio e dei servizi pubblici energivori, come l'illuminazione delle città.

La priorità di intervento è stata inizialmente assegnata alla riqualificazione del patrimonio immobiliare degli enti locali perché esso include edifici che fanno parte della quotidianità dei cittadini e di grande valenza simbolica: scuole, impianti sportivi, strutture sanitarie, biblioteche, luoghi della cultura e molto altro. Essi rappresentano una parte importante dei consumi del settore residenziale, al quale la SEN assegna un ruolo centrale per il raggiungimento degli obiettivi di efficienza energetica al 2030.

Il modello di intervento messo in campo dal GSE sfrutta il potenziale del Conto Termico, ancora largamente inespresso, e mira ad affrontare tutte le criticità che la PA incontra nella programmazione e realizzazione degli investimenti legati alla riqualificazione degli immobili, al di là delle problematiche relative alla richiesta degli incentivi.

In poco più di sei mesi, l'attività di supporto all'efficientamento energetico della PA è stata attivata su 334 enti pubblici, tra cui oltre 300 Comuni, con l'obiettivo di:

- aiutarli ad individuare i progetti incentivabili a partire dalla loro programmazione;
- individuare gli strumenti di incentivo più adatti, e tra questi il Conto Termico, per sostenere i loro progetti e accompagnarli nel percorso di richiesta degli incentivi;
- offrire soluzioni validate a problemi complementari alla richiesta degli incentivi GSE, quali l'identificazione delle coperture finanziarie, l'approvvigionamento di beni, servizi e opere, ecc.

Ciò, con lo scopo di avviare un circolo virtuoso di rigenerazione delle risorse pubbliche allocate nell'efficienza energetica, che stimoli nuovi interventi portando ad una progressiva riduzione della spesa corrente e ad un'allocazione ottimale delle risorse. Per alcuni dei Comuni, il supporto all'ottenimento degli incentivi ha aperto inoltre la strada verso il Progetto Sostenibilità in Comune, attivato dal GSE come strumento per stimolare con l'esempio gli enti locali ad agire.

La collaborazione istituzionale con ANCI è stata un importantissimo motore di attivazione dei Comuni. Il raggiungimento dei buoni risultati sinora ottenuti è stato dovuto ad un ampio lavoro di affiancamento a soggetti che hanno un ruolo consolidato nel settore degli investimenti e degli interventi di manutenzione sugli edifici pubblici, che hanno funzionato da “moltiplicatori” delle possibilità di fare efficienza. Tra questi, Regioni, Ministeri e altre istituzioni pubbliche che gestiscono linee di finanziamento cumulabili con il Conto Termico o aggregano la domanda pubblica di beni, servizi e lavori connessi all’efficienza energetica. Delle oltre cinquanta collaborazioni attivate, 21 sono in avanzato stato di sviluppo; tra queste:

- 15 percorsi di cofinanziamento degli interventi nei Comuni attivate con altrettante strutture regionali in 10 Regioni (Umbria, Emilia-Romagna, Lombardia, Friuli Venezia Giulia, Piemonte, Abruzzo, Toscana, Marche, Molise e Sardegna) e nelle provincie autonome di Trento e Bolzano. Tra le linee di cofinanziamento più utilizzate i fondi FESR per l’efficienza energetica e fondi nazionali per la riqualificazione edilizia e la messa in sicurezza antisismica delle scuole;
- collaborazione con CONSNIP per la predisposizione di capitolati speciali Conto Termico 2.0 presenti sul MEPA per l’acquisto di caldaie a condensazione a gas, impianti di solar cooling, impianti solari termici ACS, pompe di calore ACS, pompe di calore per climatizzazione;
- collaborazione con Cassa Depositi e Prestiti per l’incremento dell’utilizzo del Fondo rotativo per la progettazione e l’utilizzo dei Mutui Ordinari come strumento integrativo degli incentivi in Conto Termico;
- collaborazione con la Struttura di Missione per l’Edilizia Scolastica della Presidenza del Consiglio dei Ministri, per la promozione dell’uso del Conto Termico sugli interventi che beneficiano della concessione di spazi di bilancio per le scuole 2017 e 2018;
- collaborazione con la Task Force Edilizia Scolastica dell’Agenzia di Coesione Territoriale, per offrire supporto congiunto ai Comuni nelle 12 Regioni coperte dal Protocollo di Intesa tra ACT, PDC, MiUR e Regioni per l’attuazione degli interventi di edilizia scolastica;
- collaborazione con l’Ufficio del Commissario per il Terremoto 2016, per assicurare che la ricostruzione possa essere occasione per interventi di efficienza esemplari;
- collaborazione con la Struttura di Missione per le Aree Interne della Presidenza del Consiglio, con l’obiettivo di portare efficienza anche nei Comuni più svantaggiati.

Sono state inoltre attivate collaborazioni con il MiUR, il MATTM, il MIBACT e il Ministero della Salute, per stimolare interventi di efficienza replicabili su categorie di edifici con particolari caratteristiche ed esigenze energetiche tra cui scuole, strutture sanitarie e luoghi della cultura.

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 puntato a coinvolgere i Comuni italiani: l’80% del consumo energetico e delle emissioni di CO₂ è associato alle attività urbane, quindi le città rappresentano il contesto in cui cercare soluzioni per rendere il presente più vivibile e il futuro più sostenibile.

Con il lancio del progetto Sostenibilità in Comune, il GSE si è rivolto ai Comuni italiani virtuosi, 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.

Pesaro, Todì, i Comuni del Valdarno, Ferrara e Gabicce Mare sono stati i primi Comuni ad aver aderito, nel corso del 2017, al progetto “Sostenibilità in Comune”, che ha ottenuto il patrocinio della Presidenza del Consiglio dei Ministri.

Con l'accordo sottoscritto il 19 giugno 2017 con il Comune di Pesaro, si è inteso favorire la promozione e la diffusione della sostenibilità ambientale sul territorio pesarese, a partire dal monitoraggio e dallo sviluppo delle fonti rinnovabili, degli interventi di efficienza energetica e della mobilità sostenibile, per proseguire con la formazione sui temi della green economy anche attraverso la promozione di programmi di "alternanza scuola-lavoro". A fine luglio, è stato invece sottoscritto un Protocollo d'Intesa con il Comune di Porto Torres, con l'obiettivo di avviare progetti innovativi nel campo della sostenibilità ambientale, tesi alla riduzione della povertà energetica e alla creazione del "reddito energetico".

Infine, il 14 dicembre 2017 è stato sottoscritto a Ferrara un accordo di collaborazione, alla presenza del MIBACT, finalizzato a promuovere lo sviluppo sostenibile sul territorio, attraverso l'avvio di progetti che favoriscano l'utilizzo dell'energia da fonti rinnovabili e promuovano gli interventi di riqualificazione energetica di edifici pubblici anche monumentali o d'interesse culturale.

In generale, l'avvio della collaborazione tra GSE e un Comune nell'ambito del progetto Sostenibilità in Comune è sancito da un evento, cui partecipano istituzioni, cittadini e stakeholder locali, in cui si organizzano una serie di tavoli tecnici, primo passo per l'individuazione di azioni da implementare per rafforzare l'impegno e massimizzare i risultati delle amministrazioni sul territorio. Oltre ai Comuni citati sono stati avviati contatti con numerosi altri Comuni interessati a intraprendere questo percorso di miglioramento del proprio benessere ambientale e fare così della sostenibilità un pilastro dell'agire locale, in linea con gli indirizzi del pensare globale.

Collaborazioni con alcuni dei principali attori del settore energetico-ambientale

Al fine di accompagnare il Paese nel suo percorso verso la sostenibilità ambientale e contribuire a perseguire gli obiettivi nazionali in materia di fonti rinnovabili ed efficienza energetica il GSE ha avviato partnership non solo con Enti Locali ma anche con alcuni dei principali attori del settore energetico-ambientale. Rientrano in tale contesto, ad esempio, le collaborazioni avviate nel 2017 con ENI e Bonifiche Ferraresi. Nell'ottica di contribuire alla crescita economica ed occupazionale del Paese all'insegna della sostenibilità ambientale, è stato sottoscritto con ENI un Memorandum of Understanding, che prevede la realizzazione da parte del GSE di un'analisi degli impatti ambientali e socio-economici correlati alla realizzazione di impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili, non soggetti a incentivazione, realizzati da ENI nell'ambito del "Progetto Italia" in aree industriali dismesse. Con Bonifiche Ferraresi, invece, è stato sottoscritto un accordo finalizzato alla nascita della Carta di Sostenibilità Agricola, al fine di migliorare l'efficienza energetica e ridurre le emissioni di CO₂ delle attività agricole.

11.4 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 2017, è proseguita la partecipazione del GSE ai lavori delle principali organizzazioni intergovernative di settore, quali l'International Energy Agency (IEA) e l'International Renewable Energy Agency (IRENA).

Per quanto riguarda l'IEA, si è consolidato l'impegno del GSE nell'ambito del Working Party on Renewable Energy Technology (c.d. REWP) della IEA, 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.).

Sul fronte del fotovoltaico, la partecipazione del GSE al Photovoltaic Power System Programme (PVPS) della IEA si è tradotta nella collaborazione con diversi gruppi: nello specifico si è preso parte ai lavori del Task 1 - Strategic PV Analysis & Outreach, gruppo che promuove lo scambio e la disseminazione delle informazioni su aspetti tecnici, ambientali e sociali legati al fotovoltaico e nel quale sono stati condotti alcuni studi, tra i quali: *Snapshot of Global Photovoltaic Markets 2016*, che riporta informazioni preliminari sul mercato fotovoltaico dell'anno precedente, *Annual Report 2016*, che illustra i progetti IEA PVPS in corso, *National Survey Report of PV Power Applications in Italy 2016*, il rapporto annuale sul mercato italiano e il *Trends in Photovoltaic Applications 2017*, che presenta e interpreta lo sviluppo del settore fotovoltaico mondiale negli anni 1992-2016. 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 nel mercato fotovoltaico, anche in considerazione dell'efficienza energetica degli edifici.

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. Tra le pubblicazioni recenti, oltre ai country report sul tema delle biomasse, si segnalano: *Ecological sustainability of wood bioenergy feedstock supply chains: local, national and international policy perspectives*, sul tema della sostenibilità delle filiere inerenti le biomasse legnose a livello locale, nazionale e internazionale e *Biomethane - Status and Factors Affecting Market Development and Trade*, sul tema della produzione e diffusione del biometano.

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 Commissione europea (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", lanciata dall'allora Segretario Generale delle Nazioni Unite Ban-Ki Moon. 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 2017 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 ben 18 Paesi europei, 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 2017 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).

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 Commissione europea, 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 (Articoli 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). Tale progetto è incentrato sul rapporto tra efficienza energetica, fonti rinnovabili, Zero Energy Building e Smart Grid.

Collaborazione istituzionale per i lavori di preparazione del G7 "Energia" 2017

L'Italia, in qualità di presidente di turno del G7 2017, ha posto all'attenzione dei ministri dell'energia del G7, durante l'incontro di Roma tenutosi in aprile, il tema del monitoraggio degli effetti occupazionali della transizione energetica in atto, trainata dallo sviluppo e dalla diffusione delle fonti rinnovabili e dell'efficienza energetica. L'incontro è stato preceduto da un workshop, tenutosi presso il GSE a marzo, al quale hanno partecipato esperti dei Paesi G7, di IEA, IRENA e dell'Organizzazione Internazionale del Lavoro (ILO, agenzia specializzata delle Nazioni Unite). In tale ambito il GSE ha presentato la metodologia che ha sviluppato per il monitoraggio e la valutazione delle ricadute economiche e occupazionali delle fonti rinnovabili e dell'efficienza energetica.

Dall'incontro è emerso come la disponibilità di dati affidabili sull'occupazione nel settore dell'energia sia di importanza essenziale per la lettura della competitività del comparto stesso e per la valutazione dell'impatto socio-economico del processo di decarbonizzazione.

A livello G7 si è deciso di continuare la collaborazione internazionale con riferimento alle seguenti attività:

- scambio internazionale di dati e di buone pratiche nel settore delle statistiche dell'occupazione energetica con riferimento anche ai fabbisogni di professionalità specifiche;
- miglioramento dei sistemi di raccolta dati, definizione e quantificazione dei lavori riferiti all'energia in tutti i settori dell'economia;
- collaborazione fra autorità dei Paesi G7 e della UE con il supporto di IEA, IRENA e ILO al fine di sviluppare modelli che migliorino la comprensione delle filiere industriali, la domanda di mercato e le specifiche tecnologie e attività energetiche;

- sviluppo di data set che permettano di implementare politiche attive del lavoro e che consentano di valutare gli effetti occupazionali dei mutamenti delle politiche energetiche;
- coordinamento dei programmi per lo sviluppo di competenze professionali specifiche e di un relativo sistema di certificazione internazionale.

Collaborazione istituzionale per il negoziato sul pacchetto legislativo europeo “Energia pulita per tutti gli europei”

Il GSE, insieme ad altri soggetti istituzionali, è stato coinvolto in una task-force nazionale istituita nel 2017 presso il MiSE, il cui obiettivo è la formalizzazione della posizione negoziale italiana sulle disposizioni normative proposte dalla Commissione europea nel pacchetto legislativo “Energia pulita per tutti gli europei”. All’interno della task force, il GSE ha dato il proprio contributo tecnico nell’elaborazione di proposte emendative o integrative a quelle predisposte dagli organi legislativi europei, in un’ottica di salvaguardia degli interessi nazionali.

In particolare, il supporto istituzionale del GSE ha riguardato le seguenti proposte normative:

- a. la revisione della Direttiva sulla promozione delle fonti rinnovabili;
- b. la definizione del regolamento sulla Governance dell’Unione dell’Energia;
- c. la revisione delle regole del mercato interno dell’energia elettrica;
- d. la revisione della Direttiva sulla promozione dell’efficienza energetica.

LEGENDA

A	A3	Oneri generali di sistema a copertura degli incentivi alle fonti rinnovabili e assimilate
	ACER	Agency for the Cooperation of Energy Regulators
	AdP	Accordo di Programma
	AgID	Agenzia per l'Italia Digitale
	AMS	Application Maintenance Service
	ARERA	Autorità di Regolazione per l'Energia Reti e Ambiente
	ASAP	Altri Sistemi di Auto Produzione
	ASE	Altri Sistemi Esistenti
	ASSPC	Altri Sistemi Semplici di Produzione e Consumo
	AU	Acquirente Unico
	Autorità	Autorità di Regolazione per l'Energia Reti e Ambiente
B	BIPV	Building-Integrated Photovoltaics
C	cal	calorie
	CAR	Cogenerazione ad Alto Rendimento
	CB	Certificati Bianchi
	CE	Conto Energia
	CEC	Costo Evitato di acquisto Combustibile
	CERT	Computer Emergency Response Team
	CIC	Certificati di Immissione in Consumo
	CIL	Consumo Interno Lordo
	CIP6/92	Comitato Interministeriale dei Prezzi - Provvedimento 6/92
	CMA	Conference serving as the Meeting of the Parties
	COP	Conferenza delle Parti
	CRM	Customer Relationship Management
	CS	Conto Scambio
	CSEA	Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali
	CSP	Conto Energia Solare Termodinamico
	CV	Certificati Verdi
D	D.L.	Decreto Legge
	D.Lgs.	Decreto Legislativo
	D.M.	Decreto Ministeriale
	DD.MM.	Decreti Ministeriali
	DPR	Decreto del Presidente della Repubblica
E	Ei	Energia Incentivabile
	ENEA	Ente per le nuove tecnologie, l'energia e l'ambiente
	ESCO	Energy Service Company
	ETBE	Ethyl Tertiary Butyl Ether
	ETS	Emission Trading System
	EU	European Union
	EU28	European Union 28
	EU-ETS	European Union-Emission Trading System
F	FER	Fonti Energetiche Rinnovabili
	FIP	Feed in Premium
	FIT	Feed in Tariff
	FTV	Fotovoltaico
G	G	Giga
	Gcal	Giga calorie
	GdR	Gestore di Rete
	GJ	Giga Joule
	GME	Gestore dei Mercati Energetici
	GO	Garanzie di Origine

G	GPL	Gas Petrolio Liquefatto	
	GRIN	Gestione Riconoscimento Incentivo	
	GSE	Gestore dei Servizi Energetici	
	GtCO²	Giga tonnellate di CO ²	
	GUFPI	Gruppo Utenti Function Point Italia	
	GWA	Gestione Web Access	
	GWh	Giga Watt ora	
H	HVO	Hydrotreated Vegetable Oil	
I	I	Incentivo o Tariffa Incentivante	
	IAFR	Impianti Alimentati da Fonti Rinnovabili	
	ICT	Information and Communication Technology	
	ISMA	Italian Software Metrics Association	
	ISPRA	Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale	
	ISTAT	Istituto Nazionale di Statistica	
	IT-OCC	IT Operation Control Center	
	IVR	Interactive Voice Response	
	J	J	Joule
		K	kilo
K	kj	kilo Joule	
	KPI	Key Performance Indicator	
	kWh	kilo Watt ora	
	L	Legge	
M	M	Mega	
	MATTM	Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare	
	MC	Market Coupling	
	MEF	Ministero dell'Economia e delle Finanze	
	MGAS	Mercato del Gas Naturale	
	MI	Mercato Infragiornaliero	
	MiPAAF	Ministero delle Politiche Agricole, Alimentari e Forestali	
	MiSE	Ministero dello Sviluppo Economico	
	MIT	Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti	
	MiUR	Ministero dell'Istruzione, dell'Università e della Ricerca	
	MJ	Mega Joule	
	mld	miliardi	
	mln	milioni	
	MPE	Mancata Produzione Eolica	
	MPE	Mercato Elettrico a Pronti	
	MSD	Mercato dei Servizi di Dispacciamento	
	MtCO²	Milioni di tonnellate di CO ²	
	MTE	Mercato a Termine dell'Energia	
	Mtep	Mega tep	
	MWh	Mega Watt ora	
	N	NDC	Nationally Determined Contributions
		nZEB	edifici a energia quasi zero (nearly Zero Energy Building)
	O	O&M	spese di esercizio e manutenzione
		OCSIT	Organismo Centrale di Stoccaggio Italiano
		OECD	Organisation for Economic Co-operation and Development
		P	PA
	P	PAEE	Piano d'Azione Nazionale per l'Efficienza Energetica
		PAN	Piano di Azione Nazionale
		PB-GAS	Piattaforma per il Bilanciamento del gas
		PB-GO	Piattaforma Bilaterale
PC		Progetti a Consuntivo	
PCE		Piattaforma dei Conti Energia	
PES		Primary Energy Saving	
PIL		Prodotto Interno Lordo	
PMG		Prezzi Minimi Garantiti	
PPPM		Proposte di Progetto e di Programma di Misura	
PREPAC		Programma per la Riqualificazione Energetica degli edifici della Pubblica Amministrazione Centrale	
PTPCT		Piano Triennale della Prevenzione della Corruzione e della Trasparenza	
PTTI		Programma Triennale per la Trasparenza e l'Integrità	
PUN		Prezzo Unico Nazionale	
PVPS		Photovoltaic Power System Programme	
Pz		Prezzo zonale orario	

R	RAEE	Rifiuti di Apparecchiature Elettriche ed Elettroniche
	RdS	Ricerca di Sistema
	Re	Prezzo di cessione dell'energia elettrica
	RENAPE	Registro Nazionale Piccoli Emettitori
	RFI	Rete Ferroviaria Italiana
	RID	Ritiro Dedicato
	RIU	Reti Interne di Utenza
	RSE	Ricerca sul Sistema Energetico
	RVC	Richieste di Verifica e Certificazioni
S	S.c.p.A.	Società Consortile per Azioni
	S.p.A.	Società per Azioni
	S.r.l.	Società a responsabilità limitata
	SCIGR	Sistema di Controllo Interno e Gestione del Rischio
	SDC	Sistemi di Distribuzione Chiusi
	SEESEU	Sistemi Equivalenti ai Sistemi Efficienti di Utenza
	SEN	Strategia Energetica Nazionale
	SEU	Sistemi Efficienti di Utenza
	SFIP	Sliding Feed in Premium
	SII	Sistema Informativo Integrato
	SIMERI	Sistema Italiano per il Monitoraggio delle Energie Rinnovabili
	SOA	Service Oriented Architecture
	SOC	Security Operation Center
	SSP	Scambio sul Posto
	SSPC	Sistema Semplice di Produzione e Consumo
T	t	tonnellata
	T	Tera
	TAR	Tribunale Amministrativo Regionale
	Tari	Tariffa Rifiuti
	Tb	Tariffa incentivante base
	TCP	Technology Collaboration Programme
	TEE	Titoli di Efficienza Energetica
	tep	tonnellate equivalenti di petrolio
	TFO	Tariffa Fissa Onnicomprensiva
	TIDE	Testo Integrato Dispacciamento Elettrico
	Tit	Testo integrato trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica
	TJ	Tera Joule
	TLR	Teleriscaldamento
	TO	Tariffa Onnicomprensiva
	TPA	Tariffa Premio Autoconsumo
	TTE	Consiglio "Trasporti, telecomunicazioni e energia"
	TWh	Tera Watt ora
U	UE	Unione Europea
	ULA	Unità di Lavoro Annuali
	UNFCCC	United Nations Framework Convention on Climate Change
	UCO	Olio Vegetale Esausto
V	VDI	Virtual Desktop Infrastructure

WWW.GSE.IT