



RAPPORTO ATTIVITÀ 2016

 **GSE**
Gestore
Servizi
Energetici

RAPPORTO ATTIVITÀ 2016



“ Ogni anno è importante nel percorso verso la transizione energetica. Non abbiamo fatto passare invano l'anno 2016: è stato un anno di costruzione. Due aspetti del Winter Package stanno particolarmente a cuore al GSE: la governance e la leadership mondiale nello sviluppo sostenibile, con la conseguente creazione di ricchezza e di posti di lavoro. Governance vuol dire regole di comportamento, sia degli individui sia delle organizzazioni. Non si tratta solo di politica e di governi, ma di tutti noi come Persone e come Aziende, sia pubbliche sia private, attori fondamentali dello sviluppo sostenibile. ”



Francesco Sperandini

PREFAZIONE

La visione del GSE è ben raffigurata dall'immagine di un ponte che andrà a poggiare su una sponda in cui le future generazioni avranno modo di trovare, nella loro disponibilità, risorse dell'ambiente in qualità e quantità analoghe, possibilmente migliori, di quelle di cui noi oggi godiamo.

Nella Premessa del precedente Rapporto ho parlato di "ponte prezioso verso il futuro" mutuando le parole del nostro Presidente della Repubblica. Anche il Santo Padre invita a costruire ponti, e non muri.

È un ponte prezioso, con molte arcate: la prima appoggerà nel 2020, la seconda nel 2030, la terza nel 2050 e la costruzione proseguirà sino all'ultima, quella che poggerà sulla realizzata transizione energetica.

L'arcata del 2020 è ormai prossima alla conclusione e già quindi dobbiamo volgere lo sguardo all'arcata del 2030.

Ogni anno è importante nel percorso verso la transizione energetica.

Non abbiamo fatto passare invano l'anno 2016: è stato un anno di costruzione, importante.

Gli Italiani hanno continuato a investire risorse significative nello sviluppo sostenibile: nel 2016 hanno affidato al GSE 15,9 miliardi di euro per l'incentivazione e il ritiro dell'energia rinnovabile: circa ogni 100 euro che l'Italia produce (il PIL del nostro Paese nel 2016 è stato di 1.675 miliardi di euro), 1 euro viene investito, tramite il GSE, nella sostenibilità.

Le risorse messe a disposizione dagli italiani vengono impiegate dal GSE all'interno di convenzioni con operatori: famiglie, imprese, Pubblica Amministrazione.

Si tratta di vere e proprie **Partnership Pubblico Privato**: il GSE ne ha attive oltre 1,2 milioni. Ogni convenzione prevede un rapporto di lunga durata (dai 5 ai 25 anni a seconda del meccanismo) con la qualificazione del progetto proposto dall'operatore, l'ammissione agli incentivi, il controllo dei requisiti, l'acquisizione delle misure, la verifica in situ, lo stimolo a migliorare la performance, l'accompagnamento sino al momento della chiusura, gestendo anche quest'ultima.

La presenza di un numero così elevato di Partnership Pubblico Privato rappresenta una realtà unica al mondo: ci è stato riconosciuto a gennaio scorso in sede di assemblea di IRENA (International Renewable Energy Agency), l'organizzazione intergovernativa che

supporta i Paesi membri nella loro transizione energetica. L'Italia deve andarne fiera.

Affinché gli obiettivi di sviluppo sostenibile possano essere colti, la partnership con gli operatori è auspicabile (per la creazione di ricchezza che ne deriva) e irrinunciabile (per la non sufficiente efficacia di soluzioni alternative, sia quelle che confinino l'azione all'interno dello Stato sia quelle che facciano leva sul volontariato o sui movimenti ambientalisti). Il 30 novembre 2016 la Commissione UE ha presentato la Comunicazione "Clean Energy for All Europeans". Chiede di tracciare il percorso sino al 2070: gli Stati membri dovranno elaborare e inviare alla Commissione strategie di lungo termine, con prospettiva di 50 anni, per la riduzione delle emissioni dal 1° gennaio 2020.

La Comunicazione adotta un approccio olistico che coinvolge e coordina molti aspetti, tra i quali, oltre naturalmente all'obiettivo finale, la transizione energetica, due stanno particolarmente a cuore al GSE: la governance e la leadership mondiale nello sviluppo sostenibile, con la conseguente creazione di ricchezza e di posti di lavoro.

Il tema della **Governance** è stato affrontato, tra gli altri, da **Jeffrey D. Sachs**. Nel testo "L'era dello sviluppo sostenibile" l'autore evidenzia come lo sviluppo sostenibile sia caratterizzato da quattro dimensioni perché le tre tradizionali – sviluppo economico, inclusione sociale e sostenibilità ambientale – hanno bisogno di essere supportate da un quarto elemento: una buona governance, che avrà un ruolo fondamentale per il successo nel conseguimento degli obiettivi di sviluppo sostenibile.

Governance vuol dire regole di comportamento, sia degli individui sia delle organizzazioni. Non si tratta solo di politica e di governi, ma di tutti noi come Persone e come Aziende, sia pubbliche sia private, attori fondamentali, come già detto, dello sviluppo sostenibile. Le regole possono essere diverse da caso a caso e da Paese a Paese, ma risentono inevitabilmente di alcuni principi di governance: la Responsabilizzazione – su cui rinvio al Rapporto del 2015: non saprei trovare parole migliori di quelle del Professor Antonio Da Re riportate nella Premessa dell'anno scorso – la Trasparenza, la Partecipazione.

Le fasi di transizione, nel nostro caso quella energetica, hanno bisogno, scriveva Ralf Dahrendorf, filosofo e sociologo tedesco, di misure in parte "reali" e in parte "simboliche". Sul fronte "reale" il GSE ha sempre creduto nell'alto valore della propria missione in cui si impegna con totale dedizione. Sul fronte "simbolico", oltre che operativo, il GSE

di recente ha deciso di riverberare il proprio impegno a livello organizzativo, creando una Divisione Sviluppo Sostenibile. Sono le persone, sia interne sia esterne, che permettono la realizzazione e il consolidamento della transizione. A loro parla la nostra organizzazione. Oggi registriamo moltissime società, e tra queste tutte quelle che hanno la partecipazione del Tesoro nel settore energia, che hanno attuato modifiche della propria organizzazione dando risalto allo sviluppo sostenibile.

Sono società che hanno missioni diverse, che vengono qualificate e declinate secondo la chiave di lettura dello sviluppo sostenibile.

Il GSE ha invece lo sviluppo sostenibile come missione, come “core business”. Oggi la propria missione trova declinazione anche a livello organizzativo con la Divisione Sviluppo Sostenibile: le condizioni di Dahrendorf sono ambedue soddisfatte.

Il tema della creazione di ricchezza è reso evidente dal sottotitolo della Comunicazione: **liberare il potenziale di crescita dell'Europa.**

Lo sviluppo deve restare la chiave interpretativa di tutte le azioni indirizzate alla sostenibilità. La politica energetica e le azioni di supporto alla transizione devono puntare sempre più su una strutturata **politica dell'offerta**: guardare alle nostre eccellenze di filiera industriale, attuali e potenziali, e far leva sulle stesse per cogliere, a un tempo, gli obiettivi di sostenibilità ambientale e il rafforzamento della competitività delle nostre imprese a livello globale.

Il GSE ha un ruolo decisivo in tal senso e ne sente la responsabilità.

Non vale la pena tornare sulle opportunità perse negli anni passati. Bisogna invece farne tesoro, evitare di commettere errori analoghi e indirizzare l'azione opportunamente.

Il 21 febbraio abbiamo pubblicato le “Procedure per la gestione degli interventi di manutenzione e ammodernamento tecnologico degli **impianti fotovoltaici** incentivati in Conto Energia”. Il documento è finalizzato a ridurre e semplificare gli adempimenti degli operatori verso il GSE, ma anche ad agevolare il conseguimento degli obiettivi generali di sostenibilità ambientale. La diffusione di “buone pratiche”, da seguire nella realizzazione degli interventi di manutenzione e ammodernamento degli impianti, si propone inoltre di massimizzare la produzione energetica da fotovoltaico.

Oggi in tutto il mondo si realizzano installazioni di impianti fotovoltaici “quasi” in grid parity grazie ai forti investimenti in questo settore fatti dall'Italia (e da pochi altri) negli anni

passati, che hanno permesso un miglioramento significativo delle performance e una sensibile riduzione dei costi.

Siamo presenti, come sistema Paese, in quelle realizzazioni ma non quanto sarebbe stato possibile.

Abbiamo ora una nuova sfida. Gli impianti che oggi vengono realizzati tra cinque anni manifesteranno i problemi e le opportunità che presenta il nostro parco fotovoltaico. È un parco vasto (l'Italia ancora oggi è nei primi posti al mondo per il peso dell'energia solare sul consumo di elettricità) e composito, in termini di dimensione, di localizzazione, di tecnologia adottata.

Le imprese che si cimentano oggi in Italia nella gestione, nella manutenzione e nella ottimizzazione del nostro parco fotovoltaico maturano competenze e modalità operative che potranno essere arma di vantaggio competitivo nel panorama internazionale tra qualche anno. Un'occasione che va valorizzata.

Stiamo gestendo il **Conto Termico** accompagnando la crescita delle imprese delle filiere dell'energia rinnovabile termica senza eccessi e senza strappi, evitando gli errori del Conto Energia nel fotovoltaico, con gli incentivi a effetto "bomba d'acqua". Auspichiamo che la domanda evolva con un ritmo che permetta all'offerta interna di adeguarsi e di soddisfarla interamente.

Sui **Certificati Bianchi** registriamo un'importante evoluzione del settore, concentrando l'attenzione sui processi industriali: si riduce il consumo di energia e, grazie al virtuosismo dell'efficienza più che all'ottenimento degli incentivi, la competitività delle nostre imprese ne esce rafforzata.

Già nel 2014, complice anche la stagnazione dei consumi senza che però questo sia l'unico fattore, l'Italia ha raggiunto l'obiettivo europeo in termini di quota dei consumi finali coperti da fonti rinnovabili (17,1%), migliorando ulteriormente nel 2015 (17,5%) e nel 2016 (17,6%). Nella prefazione al precedente Rapporto scrivevo degli importanti riconoscimenti nella sostenibilità che l'Italia ottiene a livello internazionale, frutto dell'enorme sforzo che il nostro sistema Paese sta sostenendo.

Ricordavo il fondo di investimento americano BlackRock che ha stilato una classifica dei Paesi al mondo più virtuosi in termini di emissione di CO₂ (The Price of Climate Change -

Global Warming's Impact on Portfolios - October 2015): l'Italia è al quarto posto nel mondo (al terzo tra i Paesi sviluppati, dopo Svezia e Francia). Ricordavo l'**American Council for an Energy-Efficient Economy** (<http://aceee.org/portal/national-policy/international-score-card>) che assegnava all'Italia il secondo posto nel ranking delle economie più avanzate in tema di efficienza energetica e il primo nella cogenerazione.

Posizione che l'Italia ha conservato anche nel 2016.

Il Gruppo GSE è anche nel 2015 il quarto soggetto industriale per fatturato nella **classifica Mediobanca** delle principali società italiane industriali e di servizi, pubblicata a ottobre 2016. Il fatturato 2015 del solo GSE, 15,3 miliardi di euro, permette alla Società di collocarsi all'undicesimo posto della classifica.

È un fatturato significativo, quello del GSE, frutto dell'affidamento alla nostra Società delle risorse che l'Italia investe nello sviluppo sostenibile.

Col Rapporto Attività 2016 le donne e gli uomini del GSE ne rendono conto, mettendo anche la propria "faccia" (troverete infatti le foto dei Colleghi ad accompagnare i box di spiegazione dei numeri) in modo consapevole e trasparente: anche quest'anno a immediato ridosso della chiusura dell'anno.

Del denaro gestito rendiamo conto all'ordinamento giuridico, per i profili sia penali sia di responsabilità amministrativo/contabile, e al sistema di cui siamo parte essenziale.

Ne rendiamo conto anche in termini di efficienza gestionale. Nel 2015 i costi operativi del GSE non hanno gravato, neanche per un euro, sulla bolletta energetica dei consumatori italiani. Siamo confidenti che anche nel 2016 si ripeterà tale risultato.

Sono traguardi ambiziosi per i quali ci cimentiamo con il massimo delle nostre capacità e del nostro impegno, a supporto del nostro Ministero e del nostro Sistema Energetico, una delle eccellenze mondiali che l'Italia a giusto titolo può vantare.

Il Presidente e Amministratore Delegato

Francesco Sperandini

SOMMARIO

IL RAPPORTO IN SINTESI

10

IL CONTESTO

1

IL CONTESTO NAZIONALE
E INTERNAZIONALE

1.1	Il quadro internazionale per la lotta ai cambiamenti climatici	20
1.2	Gli obiettivi energetici europei	23
1.3	Novità normative in ambito nazionale	33

4

ONERI DI INCENTIVAZIONE
NEL SETTORE ELETTRICO

4.1	Oneri di incentivazione nel 2016	143
4.2	Evoluzione della componente A3	147
4.3	Scenari di lungo termine	148

ELETTRICITÀ

2

INCENTIVAZIONE E RITIRO
DELL'ENERGIA ELETTRICA

2.1	Gli incentivi del D.M. 23 giugno 2016	46
2.2	Gli incentivi del D.M. 6 luglio 2012	53
2.3	Certificati Verdi, Tariffe ex CV e Tariffe Onnicomprensive	60
2.4	Il CIP6/92	80
2.5	Il contatore delle fonti rinnovabili elettriche diverse dal fotovoltaico	83
2.6	Il Conto Energia	88
2.7	I sistemi semplici di produzione e consumo e i sistemi di accumulo	108
2.8	Servizi di ritiro dell'energia	114
2.9	La gestione delle misure dell'energia elettrica	123

5

CERTIFICAZIONE DEGLI IMPIANTI
E DELL'ENERGIA

5.1	La Garanzia di Origine da fonti rinnovabili	152
5.2	La fuel mix disclosure	154

3

GESTIONE DELL'ENERGIA
ELETTRICA

3.1	Partecipazione al mercato elettrico	128
3.2	Attività correlate alla partecipazione al mercato elettrico	129
3.3	I mercati elettrici in cui opera il GSE	130
3.4	Ricavi derivanti dalla vendita dell'energia sul mercato	130
3.5	Gli oneri di sbilanciamento	133
3.6	Servizi di supporto per l'acquisto di energia elettrica sul mercato	134
3.7	Previsione dell'energia da collocare sui mercati e Mancata Produzione Eolica	135
3.8	Performance ottenuta dall'attività di previsione e vendita sui mercati dell'energia	139

EFFICIENZA

6

INCENTIVAZIONE DELL'EFFICIENZA ENERGETICA
E DELLE RINNOVABILI TERMICHE

6.1	La cogenerazione	162
6.2	I Certificati Bianchi	167
6.3	Il Conto Termico	173
6.4	Programma PREPAC	189

TRASPORTI

7

BIOCARBURANTI E BIOMETANO

7.1	Il sistema di immissione in consumo dei biocarburanti	194
7.2	L'incentivazione del biometano	203

EMISSIONI

8

EMISSIONI DI GAS SERRA

8.1	Emissioni di gas serra: il ruolo del GSE	210
8.2	Collocamento all'asta delle quote di emissione italiane dell'EU-ETS	211
8.3	Segreteria tecnica del Comitato ETS: i Piccoli Emittitori	217

VERIFICHE

9

VERIFICHE, RECUPERO INCENTIVI E CONTENZIOSO

9.1	Verifiche e ispezioni	222
9.2	Il processo di recupero incentivi	232
9.3	Contenzioso	236

COMUNICAZIONE

10

INFORMAZIONE E SUPPORTO AGLI UTENTI

10.1	Le attività di informazione	246
10.2	Trasparenza	247
10.3	Il Contact Center del GSE	248
10.4	Gli incontri con gli operatori e le associazioni di categoria	251
10.5	Lo sviluppo dei sistemi informativi	251

MONITORAGGIO

11

STATISTICHE, STUDI, SUPPORTO ISTITUZIONALE

11.1	Statistiche energetiche e monitoraggio dei target sulle fonti rinnovabili	260
11.2	Studi e analisi nel settore energetico	272
11.3	Collaborazioni internazionali	281

IL RAPPORTO IN SINTESI



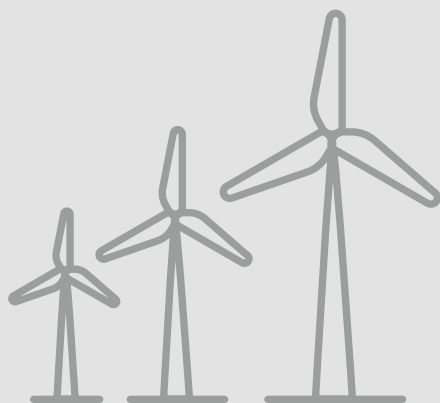
Il Gestore dei Servizi Energetici ricopre da anni un ruolo centrale nello sviluppo delle fonti rinnovabili e dell'efficienza energetica in Italia; da questa posizione privilegiata ha modo di osservare e di contribuire a declinare i nuovi paradigmi dello sviluppo sostenibile. Il Rapporto del GSE, espressione 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 2016, fornendo a decisori pubblici, operatori privati e cittadini informazioni utili a tratteggiare la metamorfosi del sistema energetico nazionale.

L'ultimo arrivato tra i provvedimenti di incentivazione delle rinnovabili elettriche, il **D.M. 23 giugno 2016**, ha riscosso grande interesse: a fronte di un contingente totale di potenza disponibile di 1.371 MW, sono giunte richieste per 2.900 MW; gli impianti ammessi in posizione utile nei registri o alle aste sono stati 448, per 1.200 MW. Al 31 dicembre 2016, gli impianti a progetto risultanti nei registri o dalle aste sono 397 (1.167 MW, di cui il 74% eolici), e gli impianti già entrati in esercizio sono **467 (57 MW**, di cui 24 MW ad accesso diretto e 33 MW iscritti ai registri): per la maggior parte si tratta di eolici (75%), seguiti da idroelettrici (14%) e impianti a bioenergie (10%).

D.M. 23 GIUGNO 2016

1.200 MW
IMPIANTI AMMESSI

EX CV



32,3
energia incentivata
TWh

TARIFFE
ONNICOMPRESIVE

8,8
TWh ENERGIA



A fine 2016, gli impianti in esercizio ai sensi del **D.M. 6 luglio 2012** sono **2.785**, pari a **1.463 MW**, di cui 512 MW entrati in esercizio nel 2016; si tratta anche in questo caso in buona parte di impianti eolici (1.658, 974 MW), seguiti dagli idroelettrici ad acqua fluente (586, 212 MW). L'energia incentivata nel 2016 è risultata pari a **3,2 TWh** (l'87% in più rispetto all'anno precedente) per un costo di **353 milioni di euro**. Il D.M. 6 luglio 2012 non ha ancora dispiegato tutti i suoi effetti: sono ancora a progetto, ammessi in posizione utile nei registri o alle aste, 288 impianti (556 MW, di cui il 75% eolici).

Sono **4.751** gli impianti in esercizio qualificati **IAFR (17.987 MW)** a fine 2016: il 34% idroelettrici, il 30% a biogas e il 21% eolici, questi ultimi prevalenti in termini di potenza (42%).

A partire dal 2016, i **Certificati Verdi** sono stati convertiti in una nuova forma di incentivo: relativamente alle produzioni 2016, a fronte di un'energia netta incentivata di **32,3 TWh**, risultano erogati dal GSE circa **3,3 miliardi di euro**. Nel 2016 il GSE ha altresì ritirato circa **20,4 milioni di Certificati Verdi** relativi a produzioni di anni precedenti, sostenendo un costo pari a poco più di **2 miliardi di euro**.

Gli impianti che nel 2016 hanno avuto accesso alle **Tariffe Onnicomprensive** sono **2.874 (1.658 MW)**: il ritiro di circa **8,8 TWh** (il 67% da biogas) è costato circa **2,3 miliardi di euro**.

A fine 2016 risultano in esercizio **31** impianti che usufruiscono del **CIP6/92** (erano 44 l'anno prima) per complessivi **1.247 MW**; per essi il GSE nel 2016 ha sostenuto un costo di **928 milioni di euro**, ritirando **9,2 TWh** di energia, di cui 7,2 TWh da fonti assimilate e 2 TWh da rinnovabili.

Il **contatore FER-E**, che esprime il costo indicativo cumulato annuo degli incentivi riconosciuti agli impianti alimentati da fonti rinnovabili diversi da quelli fotovoltaici, nel corso del 2016 è stato aggiornato in adeguamento al D.M. 23 giugno 2016. Con cadenza mensile è stato elaborato uno 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. Tale scenario, oltre a descrivere un quadro definito dell'onere di incentivazione atteso

CONTO ENERGIA

6
mld €
costo incentivazione

1.463
MW
impianti in esercizio
D.M. 6 LUGLIO 2012

RITIRO DEDICATO

13,8 TWh
energia

costi di incentivazione
e ritiro dell'energia elettrica

15,9
mld €

nei prossimi anni, è utilizzato per calcolare il costo indicativo medio del triennio successivo, da confrontarsi con il tetto di 5,8 miliardi di euro: a fine 2016, tale valore si è attestato intorno a **5.437 milioni di euro**.

Sul fronte del fotovoltaico, nel corso del 2016 è stata gestita l'erogazione degli incentivi ai **550.587** impianti (**17.734 MW**) ammessi ai diversi **Conti Energia**: l'incentivazione dei **20,7 TWh** di energia prodotti ha comportato un costo di poco più di **6 miliardi di euro**, in calo rispetto all'anno precedente a causa di una minore produzione degli impianti.

Al 31 dicembre 2016 sono pervenute al GSE oltre **22.000** richieste di qualifica **SEU** e **SESEU**, per una potenza totale di circa **7,5 GW**. Le qualifiche riconosciute sono più di 11.000, di cui 10.818 rilasciate nel 2016. Il GSE ha inoltre qualificato automaticamente circa 465.000 impianti che usufruiscono del servizio di Scambio sul Posto. Entro la fine del 2016 sono anche pervenute **503** (391 nel solo 2016) comunicazioni di avvenuta installazione di **sistemi di accumulo** di energia, con prevalenza di tecnologia al litio, installati su impianti fotovoltaici, quasi tutti di piccola dimensione.

Nel corso del 2016 hanno beneficiato del regime di **Ritiro Dedicato** **51.559** impianti, per una potenza di **11.715 MW**, di cui il 78% fotovoltaici e il 9% eolici; l'energia ritirata è stata pari a **13,8 TWh** (3,8 TWh in meno rispetto al 2015), per un controvalore di **589 milioni di euro**.

Nel 2016 il GSE ha gestito **563.214** convenzioni per lo **Scambio sul Posto** (**4.829 MW**, quasi tutti fotovoltaici), cui sono corrisposti oltre **2 TWh** di energia scambiata, per un costo di **326 milioni di euro**. Rispetto all'anno precedente, il numero delle convenzioni gestite è aumentato di 40.251 unità, circa 290 MW.

Complessivamente, per quanto riguarda il settore elettrico, nel 2016 il GSE ha gestito circa **2,4 miliardi di dati di misura**.

I **costi** sostenuti dal GSE per l'incentivazione e il ritiro dell'energia – **15,9 miliardi di euro** nel 2016 – sono in parte compensati dai ricavi provenienti dalla vendita dell'energia ritirata. Nel 2016 il GSE ha collocato sul **mercato** **36,3 TWh** (in calo rispetto ai 40 TWh del

Scambio sul Posto

40.251
NUOVI IMPIANTI

ENERGIA OFFERTA DAL GSE

36,3 TWh

2015), minimizzando gli oneri di sbilanciamento nell'interesse della collettività e realizzando un ricavo di circa **1,5 miliardi di euro**. La differenza tra i costi e i ricavi ha determinato un **onere** e un fabbisogno economico della componente A3 pari a **14,4 miliardi di euro**.

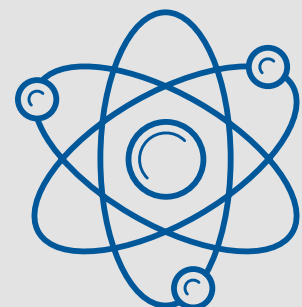
Sempre con riferimento al settore elettrico, oltre alla gestione dei meccanismi di incentivazione e di ritiro dell'energia, il GSE è attivo anche nello svolgimento di altri servizi, quali per esempio il calcolo della **Mancata Produzione Eolica** (**218 GWh** nel 2016), la determinazione del mix energetico delle imprese di vendita (**fuel mix disclosure**), il rilascio delle **Garanzie di Origine** da fonti rinnovabili e da Cogenerazione ad Alto Rendimento (emesse nel 2016 oltre **40 milioni di GO**).

Nel corso del 2016, per 1.507 unità di produzione (**9.102 MW**) sono state presentate **1.563** richieste per il riconoscimento della **Cogenerazione ad Alto Rendimento**, con un incremento del 4% rispetto al 2015. La maggior parte delle richieste è stata presentata per il solo riconoscimento CAR o funzionalmente all'accesso al regime dei Certificati Bianchi, mentre un numero più esiguo è riferito a impianti abbinati al teleriscaldamento aventi accesso al regime dei Certificati Verdi.

In riferimento al meccanismo dei **Certificati Bianchi**, sono giunte nel 2016 **12.524** richieste, a fronte delle quali il GSE ha riconosciuto circa **5,5 milioni di Titoli di Efficienza Energetica**, il 56% relativamente a interventi in ambito industriale e il 40% in ambito civile, corrispondenti a un risparmio di energia primaria di **1,9 Mtep**. L'anno 2016 ha fatto registrare un incremento del 10% dei titoli e dei risparmi riconosciuti rispetto al 2015, a fronte di un aumento del 4% del numero delle istanze presentate.

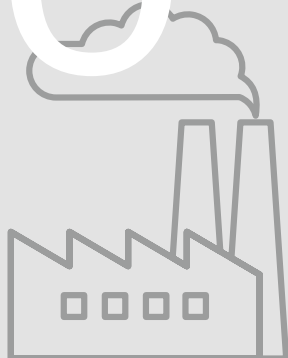
14.955
RICHIESTE
PER IL CONTO TERMICO

9.102 MW
unità che hanno richiesto
il riconoscimento CAR



Garanzie di Origine emesse

40 milioni



CERTIFICATI BIANCHI
RICONOSCIUTI

5,5 milioni

Per quanto riguarda la promozione delle rinnovabili termiche e dell'efficienza energetica mediante il **Conto Termico**, anche grazie all'ulteriore impulso fornito dal D.M. 16 febbraio 2016, sono pervenute nel 2016 **14.955 richieste** (l'81% in più rispetto alle 8.263 del 2015), corrispondenti a circa **68 milioni di euro** di incentivi e relative prevalentemente a interventi di installazione di generatori a biomassa e impianti solari termici.

Nel 2016, come nei due anni precedenti, 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 2016 sono state presentate **89** proposte, per una spesa totale pari a circa **100 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 2016 sono stati rilasciati oltre **1,6 milioni di Certificati di Immissione in Consumo** relativi ai biocarburanti immessi nel 2015 (biodiesel per l'86%), con un trend in ascesa rispetto al 2015 (1,3 milioni di CIC).

milioni

1,6

Certificati di Immissione in Consumo rilasciati

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 **78 milioni di quote di emissione** 2016, con un ricavo totale destinato al bilancio dello Stato di **412 milioni di euro**, in diminuzione rispetto all'anno precedente a causa di valori più bassi dei permessi di emissione sia per il perdurare del surplus di quote sul mercato sia per la consapevolezza che le riforme strutturali dell'EU-ETS non avranno effetti a breve termine.

Il GSE dedica il massimo impegno nell'attività di **controllo**, sia documentale sia mediante sopralluoghi, al fine di verificare la sussistenza dei requisiti previsti dalla normativa per poter beneficiare dei diversi meccanismi di incentivazione delle fonti rinnovabili e dell'efficienza energetica. Nel 2016 sono stati condotti **4.240** accertamenti (il 59% mediante sopralluoghi e il 41% documentali), con un incremento del 22% rispetto all'anno 2015 in termini di numero di verifiche effettuate. A fronte delle istruttorie concluse nell'anno (2.147), il **35,4%** (761) ha avuto esito negativo, comportando provvedimenti di decadenza o riconfigurazione degli incentivi e determinazione degli importi indebitamente percepiti, quantificati in **183 milioni di euro**.

411,8 mln €
PROVENTI DALLE ASTE
EU-ETS

4.240
VERIFICHE EFFETTUATE



Il GSE cura una costante attività di **informazione** e formazione – come peraltro previsto dal D.Lgs. 28/11 che gli ha affidato un ruolo preminente a tale scopo – avvalendosi di una pluralità di strumenti: sito web istituzionale, canali social, pubblicazione di guide, studi e rapporti tematici, partecipazione a fiere, seminari e corsi di formazione e, naturalmente, il **Contact Center**, che nel 2016 ha avuto circa **873.000 contatti** (il 14% in meno rispetto all'anno precedente), con richieste di informazione su vari ambiti e in primis in merito alla gestione dei differenti meccanismi incentivanti.

Secondo quanto stabilito dalla normativa, il GSE svolge attività di supporto istituzionale, effettua studi di settore ed è responsabile del monitoraggio statistico, tecnico, economico, occupazionale e ambientale dello sviluppo delle energie rinnovabili in Italia.

Sul fronte della produzione **statistica** ufficiale (SISTAN, Eurostat), tra i vari temi presidiati, l'attività condotta dal GSE nel 2016 ha permesso di rilevare che nel **2015**, in Italia, il **17,5%** dei consumi finali lordi di energia è stato coperto dalle fonti rinnovabili, mentre le prime stime sul **2016** indicano un valore che potrebbe attestarsi sul **17,6%**. Molto è stato fatto anche per il monitoraggio degli obiettivi regionali nel contesto del **Burden Sharing** sulle rinnovabili.

Tra gli **studi** condotti nel 2016: le analisi sulle performance degli impianti fotovoltaici, la valutazione del potenziale nazionale e regionale di applicazione della CAR e del teleriscaldamento, il monitoraggio delle ricadute economiche e occupazionali connesse alla diffusione delle rinnovabili e dell'efficienza energetica, l'analisi comparata della regolazione energetica a livello regionale e delle politiche sulle rinnovabili dei Paesi europei, l'elaborazione di scenari di evoluzione degli investimenti e dei consumi energetici nei prossimi anni.

Anche nel 2016 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 continuato a fornire il proprio supporto al Ministero dello Sviluppo Economico, per esempio nell'ambito di progetti finanziati dalla **Commissione Europea** (Concerted Action on the Renewable Energy Sources Directive), tavoli coordinati da organizzazioni internazionali (**IEA, IRENA**) e iniziative intergovernative (G7, G20, Clean Energy Ministerial, Eurostat, AIB, ecc.).

CONTACT CENTER
873.000
CONTATTI

17,6%
quota dei consumi da fonti rinnovabili

IL CONTESTO

“ Il passaggio a un'economia decarbonizzata è una delle principali sfide che i Paesi del mondo si sono posti per i decenni a venire. L'Unione Europea vuole guidare la transizione, modernizzando l'economia e creando benessere per tutti gli europei. Per questo ha individuato obiettivi sfidanti al 2030: ridurre la CO₂ del 40%, migliorare l'efficienza energetica del 30% e portare i consumi da fonti rinnovabili al 27%. Ogni Stato membro dovrà collaborare al raggiungimento dei target attraverso i piani nazionali per l'energia e il clima, principale strumento di governance per realizzare un'Unione Europea dell'Energia. ”



Rosanna Pietropaolo e Alessandro Pellini

A photograph of a wind turbine farm. The foreground is dominated by a large, dark grey wind turbine, showing its nacelle and parts of its blades. In the background, several other wind turbines are visible, receding into a hazy, mountainous landscape under a clear sky. A semi-transparent grey rectangular box is overlaid on the right side of the image, containing text and a large number.

IL CONTESTO
NAZIONALE
E INTERNAZIONALE

1

IL CONTESTO NAZIONALE E INTERNAZIONALE

Obiettivi europei proposti per il 2030 su emissioni, rinnovabili ed efficienza energetica

40%

RIDUZIONE DELLE EMISSIONI DI GAS A EFFETTO SERRA RISPETTO AI LIVELLI DEL 1990

27%

QUOTA DEI CONSUMI FINALI LORDI SODDISFATTI DA FONTI RINNOVABILI

30%

RIDUZIONE DEI CONSUMI DI ENERGIA PRIMARIA RISPETTO ALLO SCENARIO TENDENZIALE 2007

1.1 IL QUADRO INTERNAZIONALE PER LA LOTTA AI CAMBIAMENTI CLIMATICI

A livello mondiale, il settore energia è responsabile per oltre i due terzi delle emissioni di gas a effetto serra globali e presenta un peso pressoché analogo rispetto a quelle di ciascuno dei primi dieci emettitori mondiali. Di questi ultimi, cinque sono “Paesi in via di sviluppo”.

FIGURA 1 **PRIMI DIECI EMETTITORI MONDIALI: IL RUOLO DELL'ENERGIA** ⁽¹⁾

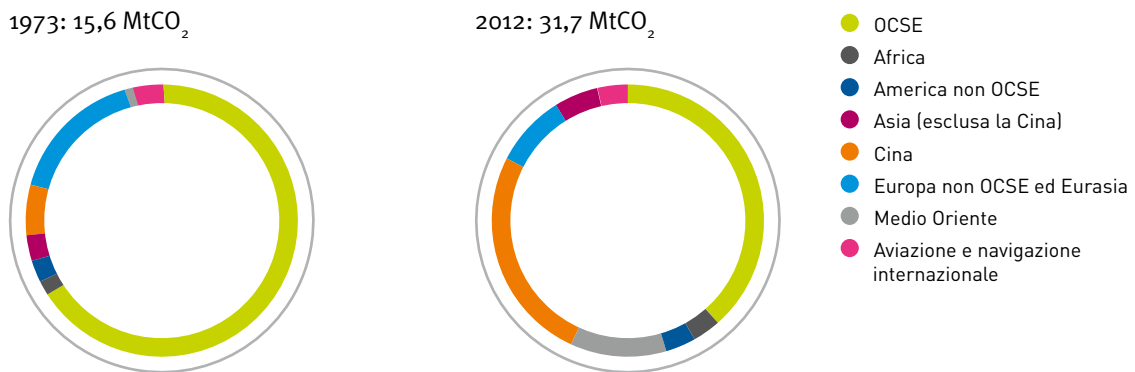


(1) I dati sulle emissioni di gas serra non tengono conto dei cambiamenti nella destinazione d'uso del suolo e dell'utilizzo dei combustibili per la navigazione internazionale. L'UE è considerata come un singolo emettitore.

Fonte: Alison Kanski, *The World's greenhouse gas emissions in one graphic*, luglio 2015
Rielaborazione della figura predisposta da Johannes Friedrich (World Resources Institute)

Questo quadro è frutto del mutamento della geografia emissiva avvenuto nel corso degli ultimi 40 anni, durante i quali la responsabilità delle “nuove” emissioni globali si è spostata progressivamente dalle economie di storica industrializzazione a quelle emergenti.

FIGURA 2 EVOLUZIONE DELLE EMISSIONI GLOBALI DI CO₂ PER AREA: 1973-2012



Fonte: Sara Stefanini, *The green oil man*, settembre 2015
Rielaborazione sulla base di dati IEA

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. Con il Pacchetto, 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 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'epocale "svolta del gas" avvenuta negli Stati Uniti, 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, infatti, 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 l'approccio top-down del Protocollo di Kyoto con 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.

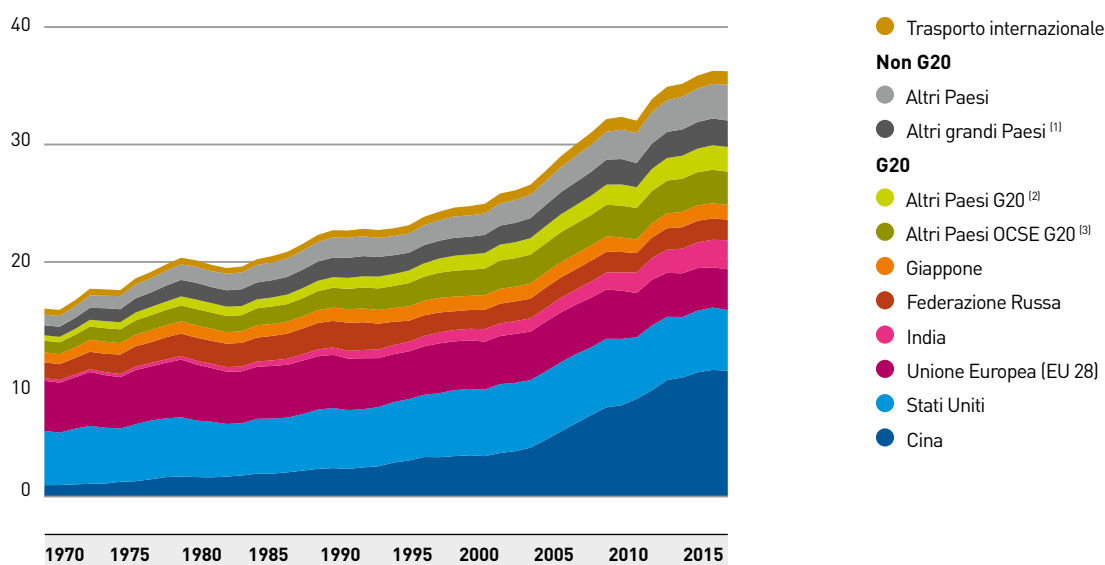
L'Accordo di Parigi richiede a tutti i Paesi un impegno a contribuire alla lotta ai cambiamenti climatici, secondo intensità crescenti nel tempo e in una prospettiva di lungo termine, attraverso piani di azione per il Clima e l'Energia (c.d. "Nationally Determined Contributions" - NDC), sia in termini di mitigazione dei cambiamenti sia in termini di adattamento a essi. Questo ha consentito di rendere esplicita la priorità di contenere la crisi climatica, puntando sulla transizione del sistema energetico globale dalle tecnologie fossili a un mix di tecnologie più sostenibili, prime fra tutte le rinnovabili nel settore elettrico.

A Parigi è, inoltre, stato accettato il principio del monitoraggio, 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 a quanto registrato in 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 3 **EVOLUZIONE EMISSIONI GLOBALI DI CO₂ PER REGIONI DA COMBUSTIBILI FOSSILI E PRODUZIONE CEMENTO 1970-2015 [mld tCO₂]**



(1) Sono inclusi: Egitto, Iran, Kazakistan, Malesia, Nigeria, Taiwan, Thailandia e Ucraina.

(2) Sono inclusi: Argentina, Brasile, Indonesia, Arabia Saudita e Sudafrica.

(3) Sono inclusi: Australia, Canada, Messico, Corea del Sud e Turchia.

Fonte: JRC, Trends in global CO₂ emissions. 2016 Report, novembre 2016
Rielaborazione sulla base di dati estratti dal database EDGAR del JRC

1.2 GLI OBIETTIVI ENERGETICI EUROPEI

Il 2016 è stato un anno caratterizzato dalla pubblicazione di molti documenti rilevanti per la politica energetica dell'Unione Europea. La Commissione, infatti, ha lavorato per dare attuazione alla Strategia per un'Unione Europea dell'Energia e ai nuovi obiettivi stabiliti nel quadro strategico 2030 per il clima e l'energia, predisposto nell'ottobre del 2014 dal Consiglio Europeo. Gli obiettivi 2030 sono inoltre parte dell'Accordo raggiunto a Parigi nel dicembre 2015 nel corso della ventunesima Conferenza delle Parti della Convenzione Quadro delle Nazioni Unite sui Cambiamenti Climatici e costituiscono l'impegno assunto dall'Unione nei confronti della comunità internazionale per contribuire alla sfida climatica. La Strategia per un'Unione dell'Energia affianca ai tre pilastri storici della politica energetica europea – sostenibilità, sicurezza e competitività – cinque dimensioni fortemente integrate tra di loro:

- sicurezza energetica, solidarietà e fiducia;
- un mercato dell'energia completamente integrato;
- l'efficienza energetica come strumento di contenimento della domanda;
- la decarbonizzazione dell'economia;
- ricerca, innovazione e competitività.

L'Unione dell'Energia è il contributo, nonché il vettore principale dell'UE, per una transizione mondiale e completa verso un'economia a basse emissioni di carbonio.

FIGURA 4 MODERNIZZAZIONE DELL'ECONOMIA – RUOLO DELL'UNIONE DELL'ENERGIA E DELL'AZIONE PER IL CLIMA



Fonte: Commissione Europea, *Comunicazione Energia pulita per tutti gli europei*, novembre 2016
Rielaborazione

Il Consiglio Europeo del 23 e 24 ottobre 2014 ha approvato il quadro per il clima e l'energia 2030, che fissa tre obiettivi principali da conseguire a livello europeo:

- una riduzione almeno del 40% delle emissioni di gas a effetto serra rispetto ai livelli del 1990; tutti i settori dovranno contribuire a raggiungere la riduzione delle suddette emissioni nel modo più efficiente possibile rispetto ai costi, con diminuzioni sia nei settori ETS sia in quelli non ETS, pari rispettivamente al 43% e al 30% rispetto al 2005;
- una quota dei consumi finali lordi di energia almeno del 27% da energie rinnovabili;
- un miglioramento almeno del 27% dell'efficienza energetica, rispetto allo scenario tendenziale PRIMES 2007 (nella proposta di revisione della Direttiva 2012/27/CE sull'efficienza energetica, formulata alla fine del 2016, la Commissione propone di innalzare l'obiettivo al 30%).

Al raggiungimento di tali obiettivi dovrà contribuire tutta l'Unione nel suo complesso; non sono infatti stati proposti target vincolanti per i singoli Stati membri, con l'eccezione dei settori non ETS. Per quanto riguarda le fonti rinnovabili, pur non essendo stato stabilito un target vincolante a livello di singoli Stati membri, questi ultimi sono tenuti a non disattendere gli obiettivi vincolanti previsti per il 2020.

FIGURA 5 **OBIETTIVI EUROPEI E ITALIANI FISSATI PER IL 2020 E PROPOSTI PER IL 2030**

		OBIETTIVI FISSATI AL 2020		OBIETTIVI PROPOSTI AL 2030 ⁽¹⁾	
		Unione Europea	Italia	Unione Europea	Italia
EMISSIONI GAS SERRA	Riduzione dei gas a effetto serra rispetto ai livelli del 2005 per tutti gli impianti vincolati dalla normativa ETS	-21%	- ⁽²⁾	-43%	- ⁽²⁾
	Riduzione dei gas a effetto serra rispetto ai livelli del 2005 per i settori non ETS (trasporti, civile, agricolo e rifiuti)	-10%	-13% ⁽³⁾	-30%	33% ⁽⁴⁾
	Riduzione complessiva dei gas a effetto serra rispetto ai livelli del 1990	-20%	-	-40%	-
EFFICIENZA ENERGETICA	Riduzione dei consumi di energia primaria rispetto allo scenario tendenziale PRIMES 2007	-20%	-24% ⁽⁵⁾	-27/-30% ⁽⁶⁾	-
	Risparmi consumi finali (al netto dei trasporti) tramite regimi obbligatori efficienza energetica ⁽⁷⁾	-1,5% annuo 2014-2020	-1,5% annuo 2014-2020 ⁽⁸⁾	-1,5% annuo 2021-2030	-1,5% annuo 2021-2030
ENERGIE RINNOVABILI	Quota di energia da rinnovabili nei consumi finali lordi di energia	20%	17%	27%	≥17% ⁽⁹⁾
	Quota di energia da rinnovabili nei consumi finali lordi di energia nei trasporti	10% ⁽¹⁰⁾	10% ⁽¹⁰⁾	Tot: 6,8% ⁽¹¹⁾ Avanzati: 3,6% ⁽¹²⁾	Tot: 6,8% ⁽¹¹⁾ Avanzati: 3,6% ⁽¹²⁾
	Quota di energia da rinnovabili nei consumi finali lordi per riscaldamento e raffreddamento	-	-	+1% annuo 2021-2030 ⁽¹³⁾	+1% annuo 2021-2030 ⁽¹³⁾

- (1) Obiettivi proposti dal Consiglio UE nell'ottobre del 2014 e dalla Commissione nel "Winter Package" del novembre 2016.
- (2) 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.
- (3) 294,4 MtCO₂ nel 2030.
- (4) 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.
- (5) 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).
- (6) -27% è l'obiettivo proposto dal Consiglio UE nell'ottobre 2014; -30% è l'obiettivo proposto dalla Commissione nella proposta di revisione della Direttiva 2012/27/UE sull'efficienza energetica - COM(2016) 761 final.
- (7) Obiettivi individuati dall'articolo 7 della Direttiva 2012/27/UE sull'efficienza energetica e dalla sua proposta di revisione, con riferimento alla media del triennio 2010-2012 per gli obiettivi 2020 e alla media del triennio 2016-2018 per gli obiettivi al 2030. I risparmi dell'1,5% possono essere ridotti sulla base di quanto previsto dall'articolo 7, con una riduzione massima del volume complessivo dei risparmi del 25%.
- (8) 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).
- (9) 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.
- (10) Applicando i criteri di calcolo "post-ILUC", l'elettricità rinnovabile nei trasporti stradali è moltiplicata per un fattore 5 al numeratore, l'elettricità rinnovabile nei trasporti ferroviari è moltiplicata per un fattore 2,5 sia al numeratore sia al denominatore, i biocarburanti double counting sono moltiplicati per un fattore 2 sia al numeratore sia al denominatore.
- (11) Obiettivo ipotizzato nella proposta di rifusione della Direttiva 2009/28/CE sulle fonti rinnovabili. Al numeratore è conteggiata la somma di biocarburanti allegato IX, carburanti rinnovabili di origine non biologica, carburanti fossili da rifiuti, elettricità rinnovabile nei trasporti su strada [gli impieghi in aviazione e navigazione sono maggiorati del 20%; i biocarburanti allegato IX parte B possono coprire solo l'1,7% dei consumi dei trasporti]. Al denominatore sono conteggiati consumi su strada e rotaia di benzina, gasolio, gas naturale, biocarburanti, carburanti rinnovabili di origine non biologica, carburanti fossili da rifiuti ed energia elettrica.
- (12) Obiettivo ipotizzato nella proposta di rifusione della Direttiva 2009/28/CE sulle fonti rinnovabili. Al numeratore sono conteggiati solo i biocarburanti avanzati allegato IX parte A. Per il resto si applicano gli stessi criteri dell'obiettivo generale (punto precedente).
- (13) Obiettivo ipotizzato nella proposta di rifusione della Direttiva 2009/28/CE sulle fonti rinnovabili.

Fonte: elaborazione GSE

Nel febbraio 2016, come parte del pacchetto sulla sicurezza energetica (“Energy Security Package”), la Commissione Europea ha pubblicato una serie di misure concernenti l’Unione dell’Energia. Il pacchetto contiene innanzitutto la proposta di regolamento concernente misure volte a garantire la sicurezza dell’approvvigionamento di gas e che abroga il regolamento (UE) 994/2010 del Consiglio¹. Il pacchetto mira a far sì che tutti gli Stati membri si dotino di strumenti adeguati per prepararsi all’eventualità di una carenza di gas, causata da una perturbazione della fornitura o da una domanda eccezionalmente elevata, e per gestirne gli effetti.

Altra misura predisposta è quella inerente alla proposta di decisione, che istituisce un meccanismo per lo scambio di informazioni riguardo ad accordi intergovernativi e strumenti non vincolanti fra Stati membri e Paesi terzi nel settore dell’energia e che abroga la Decisione 994/2012/UE². Tale proposta ha due scopi principali: garantire la conformità degli accordi intergovernativi al diritto dell’UE, ai fini del buon funzionamento del mercato interno e del rafforzamento della sicurezza energetica dell’Unione; migliorare la trasparenza degli accordi intergovernativi al fine di ottimizzare il rapporto costi-benefici dell’approvvigionamento energetico dell’UE e rafforzare la solidarietà tra gli Stati membri.

Il pacchetto del febbraio 2016 contiene poi la Comunicazione della Commissione: strategia europea per il gas naturale liquefatto e per lo stoccaggio del gas (“EU strategy on LNG and gas storage”)³. Con questa Comunicazione la Commissione punta all’individuazione di una strategia per sviluppare al massimo le potenzialità del gas naturale liquefatto e dello stoccaggio del gas al fine di assicurare una fornitura di gas maggiormente flessibile e resiliente.

Infine, nel pacchetto è inserita la Comunicazione: “Una strategia europea per il riscaldamento e il raffrescamento” (“An EU Strategy on Heating and Cooling”)⁴. La strategia mira a frenare l’eccessivo consumo di energia, in particolare di quella ottenuta da combustibili fossili, nel settore del riscaldamento e del raffrescamento, che da solo rappresenta il 50% del consumo energetico dell’UE e di cui soltanto il 18% è coperto dalle fonti rinnovabili. La strategia include piani per aumentare l’efficienza energetica degli edifici, promuovere il teleriscaldamento e la cogenerazione attraverso l’uso delle energie rinnovabili e incoraggiare il riutilizzo del calore di scarto del comparto industriale. La strategia mira, inoltre, a facilitare l’accesso alle informazioni da parte dei consumatori per consentire loro di comprendere al meglio i propri consumi di energia e aiutarli a fare scelte consapevoli finalizzate al risparmio energetico. Infine, la strategia promuove la ristrutturazione del patrimonio edilizio esistente secondo criteri di efficienza energetica e la generazione di energia da fonti rinnovabili per l’autoconsumo.

Nel luglio del 2016 la Commissione ha pubblicato la proposta di regolamento, relativa alle riduzioni annuali vincolanti delle emissioni di gas a effetto serra a carico degli Stati membri nel periodo 2021-2030 per un’Unione dell’Energia resiliente e per onorare gli impegni assunti a norma dell’Accordo di Parigi e recante modifica del regolamento (UE) 525/2013⁵. La Commissione ritiene che le attuali politiche non siano sufficienti per centrare gli obiettivi di riduzione dei gas serra al 2030 e, in modo particolare, quello della riduzione del 30% nei settori non ETS (soprattutto nell’edilizia, nell’agricoltura, nella gestione dei rifiuti e nei trasporti). Pertanto, nella proposta di regolamento sono distribuiti tra gli Stati membri nuovi obiettivi nazionali di riduzione delle emissioni in modo equo ed efficace rispetto ai costi. Tutti gli Stati membri contribuiranno al target globale dell’UE

NOTA 1
COM(2016) 52 final.
NOTA 2
COM(2016) 53 final.
NOTA 3
COM(2016) 49 final.
NOTA 4
COM(2016) 51 final.
NOTA 5
COM(2016) 482 final/2.
2016/0231 (COD).

per il 2030 con obiettivi di riduzione compresi fra lo 0% e il -40% al di sotto dei livelli del 2005. L'obiettivo assegnato all'Italia è del 33% di riduzione dei gas a effetto serra nei settori non ETS rispetto al 2005.

La proposta di regolamento definisce, inoltre, gli impegni dell'UE nell'ambito dell'accordo adottato dalla ventunesima Conferenza delle Parti della Convenzione Quadro delle Nazioni Unite sui Cambiamenti Climatici (UNFCCC COP21), che ha individuato l'obiettivo a lungo termine di mantenere l'aumento della temperatura globale al di sotto dei 2°C rispetto ai livelli preindustriali e di perseverare negli sforzi per contenerlo al di sotto degli 1,5°C. In linea con le scoperte scientifiche del gruppo intergovernativo sul cambiamento climatico (IPPC), l'obiettivo climatico specifico dell'UE è quello di ridurre le emissioni di gas serra dell'80-95% rispetto al 1990 entro il 2050, nell'ambito delle necessarie riduzioni da parte dei Paesi sviluppati come gruppo.

Il 30 novembre 2016 la Commissione ha adottato il pacchetto legislativo “Energia pulita per tutti gli europei” (“Clean Energy for all Europeans”) per completare le iniziative di carattere normativo previste dalla strategia per la realizzazione di un’Unione dell’Energia e per perseguire gli obiettivi al 2030 stabiliti dal Consiglio Europeo di ottobre 2014. Il pacchetto legislativo è introdotto dalla Comunicazione “Clean Energy for all Europeans”⁶ e contiene otto proposte legislative in quattro ambiti:

NOTA 6
COM(2016) 860 final.

NOTA 7
COM(2016) 761 final.
2016/0376 (COD).

NOTA 8
COM(2016) 765 final.
2016/0381 (COD).

NOTA 9
COM(2016) 767 final.
2016/0382 (COD).

NOTA 10
COM(2016) 861 final.
2016/0379 (COD).

NOTA 11
COM(2016) 864 final.
2016/0380 (COD).

NOTA 12
COM(2016) 862 final.
2016/0377 (COD).

NOTA 13
COM(2016) 863 final.
2016/0378 (COD).

NOTA 14
COM(2016) 759 final.
2016/0375 (COD).

1. Efficienza energetica:

- proposta di revisione della Direttiva 2012/27/UE sull'efficienza energetica⁷;
- proposta di revisione della Direttiva 2010/31/UE sulla prestazione energetica nell'edilizia⁸ (accompagnata da una Iniziativa Europea per l'Edilizia).

2. Fonti rinnovabili:

- proposta di rifusione della Direttiva 2009/28/CE sulle fonti rinnovabili⁹.

3. Mercato elettrico:

- proposta di Direttiva sulle regole comuni del mercato elettrico europeo¹⁰;
- proposta di revisione del regolamento sul mercato elettrico¹¹;
- proposta di regolamento per la preparazione al rischio nel settore elettrico, che abroga la Direttiva 2005/89/CE¹²;
- proposta di revisione del regolamento per l'istituzione dell'agenzia per la cooperazione dei regolatori dell'energia¹³.

4. Governance:

- proposta di regolamento sulla governance dell'Unione dell'Energia¹⁴.

Nella Comunicazione “Clean Energy for all Europeans” la Commissione presenta il pacchetto di proposte normative, che, a partire dal 2021 dovrebbe mobilitare 177 miliardi di euro l'anno di investimenti pubblici e privati e generare un aumento del PIL dell'1% nel decennio, accanto alla creazione di 900.000 posti di lavoro. Inoltre, le nuove misure predisposte consentiranno di diminuire l'intensità di carbonio dell'economia europea del 43% entro il 2030, con le fonti rinnovabili che dovranno rappresentare circa il 50% del mix energetico europeo.

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.

L'“efficienza energetica al primo posto” è un principio essenziale dell'Unione dell'Energia, cui la proposta di revisione della Direttiva 2012/27/UE dà sostanza. La Commissione ha rivisto gli obiettivi di efficienza energetica, ritenendo che l'UE debba fissare un target vincolante a livello di Unione, pari a una riduzione dei consumi di energia primaria del 30% entro il 2030, rispetto allo scenario tendenziale PRIMES con anno base 2007. Si tratta di un obiettivo più ambizioso rispetto a quello del 27% concordato nel 2014 dal Consiglio Europeo. Secondo l'Esecutivo comunitario questo aumento dovrebbe tradursi in un incremento fino a 70 miliardi di euro del Prodotto Interno Lordo UE e nella creazione di 400.000 nuovi posti di lavoro, nonché in un'ulteriore riduzione della fattura delle importazioni UE di combustibili fossili. Il nuovo obiettivo faciliterà, inoltre, il conseguimento della riduzione delle emissioni di gas a effetto serra e degli obiettivi in materia di energie rinnovabili nell'UE per il 2030. 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 dell'Unione dell'Energia. La Commissione valuterà tali contributi e se necessario proporrà misure supplementari.

L'Esecutivo europeo propone, inoltre, 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. Gli Stati membri possono scegliere di realizzare i risparmi attraverso un regime obbligatorio di efficienza energetica, misure alternative o una combinazione dei due approcci. Si tratta di un target certamente più sfidante rispetto a quello della riduzione dei consumi di energia primaria del 30% entro il 2030; quest'ultimo obiettivo, infatti, è stato stabilito in riferimento a uno scenario tendenziale in cui è considerato come anno base il 2007 e non sono, perciò, stati presi in considerazione gli effetti della crisi economica che ha provocato una riduzione dei consumi energetici rispetto alle aspettative nell'Unione nel suo complesso.

La proposta di modifica della Direttiva 2010/31/UE sulla prestazione energetica nell'edilizia mira ad accelerare i tassi di ristrutturazione degli edifici in Europa, che sono responsabili del 40% del consumo totale di energia dell'Unione poiché, nel 75% circa dei casi, sono a bassa efficienza energetica. La proposta rafforza le disposizioni sulle strategie di ristrutturazione degli edifici nel lungo termine, con l'obiettivo di decarbonizzare il parco immobiliare entro la metà del secolo. La proposta migliorerà inoltre la qualità delle informazioni per i promotori di progetti e gli investitori, potenziando il ruolo dei certificati di prestazione energetica, rendendo disponibili informazioni sul consumo energetico operativo degli edifici pubblici e collegando l'entità del sostegno pubblico al livello di risparmio energetico conseguito. Per favorire l'attuazione della strategia dell'UE sulla mobilità a basse emissioni e un maggiore utilizzo dell'energia elettrica nei trasporti, la proposta prescrive l'installazione di punti di ricarica elettrici negli edifici non residenziali nuovi e, dal 2025, anche in quelli esistenti con almeno dieci posti auto. Per quanto riguarda i nuovi edifici a uso residenziale e quelli sottoposti a ristrutturazioni rilevanti dotati di più di dieci posti auto, la proposta prevede che siano predisposti all'installazione di punti di ricarica per i veicoli elettrici. Per aumentare l'efficienza dei trasporti e promuovere soluzioni digitali per la mobilità, il pacchetto normativo della Commissione contiene anche una Comunicazione su una strategia europea per la diffusione di sistemi di trasporto intelligenti cooperativi¹⁵.

NOTA 15
COM(2016) 766 final.

NOTA 16
COM(2016) 773 final.

La Commissione intende, inoltre, adottare un pacchetto di misure enunciato nella Comunicazione: “Piano di lavoro sulla progettazione ecocompatibile per il periodo 2016-2019”¹⁶. Esso definisce le priorità della Commissione per il triennio indicato, ivi compreso il riesame di misure specifiche per i prodotti, per mantenerle aggiornate ai nuovi sviluppi tecnologici e ai nuovi prodotti da studiare, al fine di istituire un eventuale regolamento che permetta di sfruttare il potenziale inutilizzato. Considerate nell’insieme, tutte le misure individuate nel piano di lavoro sulla progettazione ecocompatibile dispongono del potenziale per realizzare nel 2030 risparmi energetici primari annui per un totale di oltre 600 TWh, un dato corrispondente al consumo annuo di energia primaria di uno Stato membro di medie dimensioni.

Nella proposta di rifusione della Direttiva 2009/28/CE sulle fonti rinnovabili, che dovrebbe entrare in vigore il 1° gennaio 2021, la Commissione attua le conclusioni del Consiglio Europeo del 2014, stabilendo un obiettivo comunitario pari almeno al 27% di energia da fonti rinnovabili sui consumi finali lordi di energia al 2030. Questo traguardo minimo è vincolante a livello UE, ma non si tradurrà in obiettivi nazionali obbligatori. Per contro, gli Stati membri forniranno 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.

Le misure previste nella proposta di rifusione della Direttiva 2009/28/CE sulle fonti rinnovabili consentono agli Stati membri 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. In questo quadro, gli incentivi pubblici devono essere erogati mediante procedure competitive, trasparenti, non discriminatorie tra le diverse tecnologie ed efficaci rispetto ai costi. La Commissione UE prevede anche l’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 Stati membri.

La proposta, inoltre, prevede la semplificazione delle procedure autorizzative anche mediante la creazione di autorità dedicate, e rafforza i requisiti in materia di Garanzia di Origine. Un’importante novità riguarda la priorità di dispacciamento che viene rimossa tranne per gli impianti esistenti, gli impianti da fonti rinnovabili di piccole dimensioni e i progetti dimostrativi.

La proposta stabilisce che ogni Stato membro deve aumentare almeno dell’1% annuo la quota di energia da fonti rinnovabili fornita per il riscaldamento e il raffrescamento, nonché favorire la diffusione del teleriscaldamento e del teleraffrescamento efficienti, anche consentendo ai consumatori connessi a una rete non efficiente di distaccarsi e di autoprodurre energia da fonti rinnovabili.

Importanti sono anche le novità introdotte per il settore dei trasporti. A partire dal 2021, i fornitori di carburanti avranno l’obbligo di immettere in consumo una quota minima di biocarburanti provenienti dalle materie prime elencate nell’allegato IX parte A (cosiddetti avanzati), di biocarburanti e biogas provenienti dalle materie prime elencate nell’allegato IX parte B (per esempio, oli alimentari esausti), di carburanti rinnovabili da materie prime di origine non biologica, di carburanti fossili da rifiuti e di elettricità prodotta da fonti rinnovabili. Tale quota dovrà essere pari ad almeno l’1,5% nel 2021, fino a raggiungere il 6,8% nel 2030. All’interno di tale quota il contributo dei biocarbu-

ranti avanzati dovrà ammontare ad almeno lo 0,5% del totale immesso in consumo nel 2021 fino a raggiungere il 3,6% nel 2030.

Contestualmente, è altresì stabilito che, per il calcolo del consumo finale lordo di energia da fonti rinnovabili di uno Stato membro, il contributo da biocarburanti e bioliquidi di prima generazione (ossia prodotti da colture alimentari e mangimi), 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 specifica e prestabilita traiettoria graduale. Si rafforzano, inoltre, i criteri di sostenibilità, estendendoli a tutti i tipi di bioenergie, anche utilizzate nei settori elettrico e termico, e si stabiliscono 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).

Il pacchetto legislativo della Commissione contiene, inoltre, una serie di proposte normative volte a rendere il mercato elettrico più adatto allo sviluppo delle fonti rinnovabili. Esso deve favorire la generazione distribuita ed essere più flessibile, più trasparente e aperto alla partecipazione dei consumatori alla gestione della domanda, più integrato, più europeo e meno nazionale, più corto e orientato ai segnali di prezzo necessari agli investimenti e a un'eliminazione progressiva dei prezzi regolati nel mercato elettrico all'ingrosso e al dettaglio. In questo quadro la proposta di Direttiva sulle regole comuni del mercato elettrico europeo punta a creare parità di condizioni tra le diverse tecnologie, soprattutto nell'accesso alla rete, e a rimuovere le attuali distorsioni. Tutti i partecipanti al mercato sono resi responsabili per gli sbilanciamenti sulla rete e si stabiliscono eque condizioni di remunerazione sulla base del prezzo di mercato. Le barriere alla gestione della domanda sono eliminate. La generazione, la domanda e lo stoccaggio, hanno accesso al mercato attraverso incentivi adeguati, con un ruolo rafforzato in questo ambito per i distributori (DSOs). Gli Stati membri devono gradualmente eliminare i prezzi regolati. Vengono stabiliti alcuni principi di base da applicare nella composizione della bolletta elettrica, nell'ottica di una maggiore trasparenza per favorire un accesso non discriminatorio dei consumatori ai dati. Gli Stati membri potranno adottare meccanismi per la remunerazione della capacità a condizione che siano basati su una valutazione dell'adeguatezza di generazione effettuata da ENTSO-E¹⁷ e ACER¹⁸ sulla base di una metodologia condivisa, e che rispettino alcuni criteri come la compatibilità tra i meccanismi e la cooperazione transfrontaliera.

La proposta di revisione del regolamento sul mercato elettrico stabilisce disposizioni normative sui Mercati di bilanciamento Infragiornaliero, del Giorno Prima e a Termine, e criteri sulla formazione dei prezzi. Si chiariscono i principi sulle responsabilità di bilanciamento e si ridefiniscono le regole per il dispacciamento, la riduzione della produzione e la gestione della domanda. Il Regolamento fissa anche nuovi principi generali comuni in merito alla valutazione dell'adeguatezza della capacità di generazione a livello nazionale e specifica le condizioni di compatibilità con il mercato interno dei meccanismi per la remunerazione della capacità adottati dagli Stati membri. Tra queste condizioni, si stabilisce che i meccanismi devono essere aperti alla partecipazione transfrontaliera. Gli operatori della rete di trasmissione (TSOs) devono dare priorità agli impianti da fonti rinnovabili o a cogenerazione ad alta efficienza con potenza infe-

NOTA 17
Network europeo degli operatori dei sistemi di trasmissione dell'elettricità.

NOTA 18
Agenzia europea per la cooperazione degli organismi regolatori del settore energetico.

riore a 500 kW (250 kW a partire dal 2026) o alle installazioni che utilizzano tecnologie emergenti. Gli impianti soggetti al dispacciamento prioritario non devono rappresentare più del 15% della potenza totale installata in uno Stato membro. La riduzione della produzione di energia non indotta dal mercato sarà soggetta a compensazioni finanziarie da parte dell'operatore di sistema. Le norme sulle compensazioni saranno valide anche per le fonti non rinnovabili.

La proposta di regolamento per la preparazione al rischio nel settore elettrico, che abroga la Direttiva 2005/89/CE ha l'obiettivo di assicurare che tutti gli Stati membri adottino strumenti omogenei per prevenire, preparare, gestire le situazioni di difficoltà del settore dell'elettricità. La Commissione propone regole comuni: per la prevenzione delle congiunture sfavorevoli e per assicurare una cooperazione transfrontaliera, per la gestione delle situazioni di crisi nel mercato elettrico, per la predisposizione di indicatori per la sicurezza degli approvvigionamenti, per la valutazione e il monitoraggio del rischio. Gli Stati membri dovranno designare un'autorità nazionale responsabile della valutazione del rischio e dell'applicazione della normativa definita dalla proposta.

La proposta di revisione del regolamento per l'istituzione dell'agenzia per la cooperazione dei regolatori dell'energia (ACER) descrive e precisa il ruolo e gli obiettivi dell'agenzia. Tra i nuovi compiti, si introduce quello della supervisione del mercato all'ingrosso e delle infrastrutture transfrontaliere. All'Agenzia viene anche affidata maggiore responsabilità nell'elaborazione e presentazione dei codici di rete alla Commissione. Si stabilisce che in seno all'ACER devono essere rappresentati anche i distributori, che devono essere coinvolti nel processo di elaborazione delle proposte sui codici di rete. È, inoltre, istituito un processo decisionale a livello regionale, per coinvolgere un numero limitato di regolatori nazionali a seconda delle esigenze specifiche.

Il pacchetto di norme proposte nel novembre 2016 dalla Commissione comprende poi la proposta di regolamento sulla governance dell'Unione dell'Energia. Secondo la Commissione e il Consiglio, la realizzazione del progetto dell'Unione dell'Energia richiede un nuovo modello di governance. Coerentemente, l'Esecutivo europeo propone un nuovo approccio per guidare e coordinare, in maniera efficace, il processo di integrazione lungo la dimensione energetica. Questo si fonda su nuovi piani nazionali integrati clima-energia, su un più stretto coordinamento tra Stati membri e Commissione Europea, sulla base di un dialogo politico e tecnico continuo, e mira a integrare l'attuale quadro europeo per il monitoraggio degli obblighi in ambito climatico agli esistenti strumenti di reportistica, consentendo l'allineamento con il processo di condivisione e valutazione aggregata dei contributi determinati a livello nazionale nell'ambito della Convenzione Quadro delle Nazioni Unite sui Cambiamenti Climatici ("United Nations Framework Convention on Climate Change" o UNFCCC). La proposta di regolamento definisce una serie di pilastri, tra cui:

- l'obbligo degli Stati membri di elaborare entro il 1° gennaio 2019 piani clima-energia integrati, di durata decennale, per il periodo 2021-2030. Una prima bozza dei piani deve essere presentata alla Commissione entro il 1° gennaio 2018. La Commissione fornirà le proprie raccomandazioni riguardo agli obiettivi prefissati dagli Stati e sugli altri contenuti dei piani. A seguito di tali rilievi, i piani devono essere aggiornati e trasmessi in bozza alla Commissione entro il 1° gennaio 2023 e in versione definitiva

entro il 1° gennaio 2024. Nell'allegato 1 alla proposta di regolamento è anche predisposto il template comune per la redazione dei piani;

- l'obbligo per gli Stati membri di elaborare progress report biennali per il monitoraggio dell'attuazione degli impegni assunti;
- l'obbligo per gli Stati membri di preparare strategie per la decarbonizzazione con prospettiva al 2050;
- monitoraggio, valutazione e 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.

A conclusione del pacchetto di proposte normative varato a fine novembre 2016, la Commissione ha pubblicato la Comunicazione: "Nuovo slancio all'innovazione nel settore dell'energia pulita"¹⁹. La Comunicazione è focalizzata sul tema centrale delle risorse finanziarie e della ricerca di soluzioni innovative, in aggiunta a tutti gli strumenti disponibili, per promuovere maggiori investimenti privati nella ricerca e nell'impiego di tecnologie particolarmente avanzate per il potenziamento delle energie rinnovabili. La Comunicazione delinea una strategia volta a potenziare gli strumenti finanziari a disposizione o da attivare al fine di stimolare gli investimenti del settore privato, con particolare riguardo all'obiettivo di attenuare i rischi gravanti sugli investitori. Nella Comunicazione viene preannunciata l'intenzione della Commissione di rivedere le regole attualmente vigenti in materia di aiuti di Stato, al fine di favorire gli investimenti effettuati nel campo della ricerca e dell'innovazione nella logica della decarbonizzazione. Dal punto di vista normativo, la Commissione UE sostiene la transizione energetica anche attraverso ulteriori misure nel contesto della revisione della Direttiva sui veicoli puliti (2009/33/CE) e in materia di appalti verdi.

L'Esecutivo europeo vuole poi procedere a un'accurata ricognizione degli incentivi attualmente applicati alle fonti energetiche a maggior impatto ambientale; l'obiettivo è riorientare i flussi finanziari destinati ai combustibili fossili verso le fonti rinnovabili.

Il sostegno alla ricerca e all'innovazione, come affermato nella Comunicazione, passa attraverso il finanziamento di progetti dimostrativi; a questo scopo, la Commissione punta sul programma lanciato, nel quadro più generale di Horizon 2020, insieme alla Banca europea degli investimenti (BEI) denominato "Innovfin".

La CE, inoltre, intende raddoppiare le risorse stanziare per l'innovazione e per questo motivo si prefigge di creare, a partire dal 2021, uno specifico fondo che subentri strutturalmente al programma NER300.

I fondi per l'innovazione dovrebbero essere particolarmente focalizzati nei seguenti quattro ambiti:

- soluzioni per lo stoccaggio di energia;
- mobilità elettrica e sistema di trasporti urbano più integrato;
- decarbonizzazione del patrimonio edilizio europeo;
- integrazione delle fonti rinnovabili.

Più in generale, la Commissione mira a canalizzare una quota parte assai consistente, superiore ai 5,7 miliardi di euro attualmente destinati all'obiettivo di "energia sicura,

NOTA 19
COM(2016) 763 final.

pulita ed efficiente”, nell’ambito di Horizon 2020, anche valutando di creare uno specifico Consiglio Europeo per l’innovazione.

Infine, il pacchetto di misure emanato dalla Commissione Europea a fine novembre 2016 comprende anche:

NOTA 20
COM(2016) 752 final.
NOTA 21
COM(2016) 769 final.
NOTA 22
COM(2016) 766 final.
NOTA 23
COM(2016) 743 final.
NOTA 24
C(2016) 7767 final;
C(2016) 7765 final;
C(2016) 7770 final;
C(2016) 7764 final;
C(2016) 7772 final.

- la relazione finale sull’indagine settoriale sui meccanismi di regolazione della capacità²⁰ in cui sono analizzati i meccanismi esistenti a livello di Stati membri per la remunerazione della capacità;
- la relazione sui prezzi e i costi dell’energia in Europa²¹;
- la comunicazione “Una strategia europea per i sistemi di trasporto intelligenti cooperativi, prima tappa verso una mobilità cooperativa, connessa e automatizzata”²²;
- la relazione sull’attuazione del programma energetico europeo per la ripresa e sul fondo europeo per l’efficienza energetica²³;
- regolamenti, decisioni di esecuzione e linee guida della Commissione in tema di ecodesign ed etichettatura energetica²⁴;

A corredo del pacchetto normativo, la Commissione inserisce anche schede informative, schede di valutazione, memo, infografiche, valutazioni di impatto, report, raccolte di buone pratiche, documenti di lavoro su tutti i temi trattati dalle proposte legislative descritte.

1.3 NOVITÀ NORMATIVE IN AMBITO NAZIONALE

Fra le principali novità normative emerse nel quadro della legislazione nazionale del 2016 vi è il Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico del 23 giugno 2016 sull’incentivazione dell’energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili diverse dal fotovoltaico, entrato in vigore il 30 giugno, che ha aggiornato i meccanismi introdotti dal D.M. 6 luglio 2012. Gli incentivi possono essere richiesti per impianti nuovi, integralmente ricostruiti, riattivati, oggetto di interventi di potenziamento o di rifacimento ed entrati in esercizio dal 1° gennaio 2013. Per richiedere gli incentivi sono previste tre differenti modalità, a seconda della tipologia di fonte e della potenza dell’impianto: accesso diretto, iscrizione al registro o al registro per interventi di rifacimento, partecipazione a procedure d’asta al ribasso sulla tariffa incentivante. È possibile presentare richiesta di accesso diretto fino al 31 dicembre 2017 o entro 30 giorni dalla data dell’eventuale raggiungimento del tetto di 5,8 miliardi di euro annui, che sarà comunicato con Delibera AEEGSI sulla base dei dati forniti dal Contatore FER aggiornato dal GSE.

Ci sono poi numerosi altri provvedimenti che hanno interessato il panorama energetico nazionale – e in primis quello delle rinnovabili e dell’efficienza energetica – con novità che hanno anche inciso significativamente sulle attività operative del GSE.

Con il Decreto interministeriale 16 febbraio 2016 è operativo, a partire dal 31 maggio, il Conto Termico 2.0, che potenzia e semplifica il meccanismo di sostegno già introdotto dal D.M. MiSE 28 dicembre 2012, volto all’incentivazione di impianti per la produzione di energia termica da fonti rinnovabili e di interventi per l’incremento dell’efficienza energetica. I beneficiari sono Pubbliche Amministrazioni, imprese e privati che hanno

la possibilità di accedere a fondi per 900 milioni di euro annui, di cui 200 destinati alla PA. Oltre a un ampliamento delle modalità di accesso e dei soggetti ammessi, sono stati introdotti nuovi interventi di efficienza energetica. La dimensione degli impianti ammissibili è stata aumentata, mentre è stata snellita la procedura di accesso diretto per gli apparecchi inseriti in un apposito catalogo. Altre novità riguardano gli incentivi stessi: sono infatti previsti sia l'innalzamento del limite per la loro erogazione in un'unica rata (dai precedenti 600 agli attuali 5.000 euro) sia la riduzione dei tempi di pagamento che, nel nuovo meccanismo, passano da 6 a 2 mesi.

Il D.M. MiSE 15 giugno 2016 ha approvato le modifiche al testo integrato della disciplina del mercato elettrico, riguardanti disposizioni necessarie all'avvio del market coupling per il Mercato Infragiornaliero, in accordo con quanto previsto dal Regolamento della Commissione Europea 2015/1222 del 24 luglio 2015, in materia di allocazione della capacità transfrontaliera e gestione delle congestioni.

È invece entrato in vigore il 26 luglio 2016 il D.Lgs. 141/16, che ha integrato e corretto il D.Lgs. 102/14, di attuazione della Direttiva 2012/27/UE sull'efficienza energetica, contenente novità in materia di prestazioni energetiche degli immobili della Pubblica Amministrazione, diagnosi energetiche, misura e fatturazione, fondo per l'efficienza energetica e sanzioni in materia di contabilizzazione del calore.

La Legge 154/16 – nota anche come Collegato Agricoltura – ha previsto che, a decorrere dal 2017, i costi delle attività di controllo relative alla tracciabilità delle biomasse per la produzione di energia elettrica saranno sostenuti dai destinatari degli incentivi.

Il D.M. MiSE 4 agosto 2016 ha definito le condizioni e le modalità per il riconoscimento di una maggiore valorizzazione dell'energia di Cogenerazione ad Alto Rendimento, ottenuta a seguito della riconversione di impianti esistenti di generazione di energia elettrica a bioliquidi sostenibili, che alimentano siti industriali o artigianali, in unità di cogenerazione asservite ai medesimi siti. L'impianto riconvertito consegue il diritto agli incentivi di cui al D.M. 5 settembre 2011, a decorrere dal 1° gennaio dell'anno successivo alla data di entrata in esercizio in assetto cogenerativo conseguente alla riconversione.

Infine, il Decreto interministeriale del 16 settembre 2016 ha disposto le modalità attuative del Programma di riqualificazione energetica della Pubblica Amministrazione centrale (PREPAC), finalizzato a efficientare almeno il 3% annuo della superficie utile del patrimonio edilizio dello Stato, in ottemperanza a quanto previsto dalla Direttiva europea 2012/27/UE sull'efficienza energetica. Le risorse a disposizione ammontano a 355 milioni di euro nel periodo 2014-2020 e il coordinamento e il monitoraggio dello stato di avanzamento del Programma sono affidati a una cabina di regia composta dal Ministero dello Sviluppo Economico e dal Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare.

Per quanto riguarda invece le Delibere più significative emanate dall'AEEGSI nel corso del 2016, si possono evidenziare almeno la Delibera 404/2016/R/efr, che ha approvato le modalità per il ritiro, da parte del GSE, dell'energia elettrica immessa in rete dagli impianti che accedono all'incentivazione tramite le Tariffe Fisse Onnicomprehensive,

di cui al Decreto interministeriale del 23 giugno 2016, e le Delibere 444/2016/R/eel e 800/2016/R/eel, che hanno introdotto alcune novità in merito alla valorizzazione economica (pricing) degli sbilanciamenti, in merito alle unità di produzioni programmabili. In particolare, la nuova metodologia di calcolo dei prezzi di sbilanciamento ha previsto, a partire dal mese di agosto 2016, l'introduzione di una soglia di tolleranza, superata la quale sono applicati da Terna prezzi differenti e ottenuti attraverso un meccanismo di dual-pricing.

Di seguito si fornisce un quadro sinottico delle novità legislative e regolatorie emanate dai Ministeri competenti e dall'AEEGSI nel corso del 2016.

TABELLA 1 **PRINCIPALI PROVVEDIMENTI NORMATIVI DEL 2016**

RIFERIMENTO NORMATIVO	DESCRIZIONE
D.D. MATTM 20 gennaio 2016	Sovracanone BIM dovuto dai concessionari di derivazioni d'acqua per produzione di forza motrice per il periodo 2 febbraio 2016-31 dicembre 2017 del biennio 1° gennaio 2016-31 dicembre 2017
D.M. MATTM 65 del 2 febbraio 2016	Regolamento recante integrazione dei settori ai quali possono essere concessi finanziamenti a tasso agevolato a valere sul Fondo rotativo di Kyoto, istituito dall'articolo 1, comma 1110 della Legge 296 del 27 dicembre 2006 (Legge Finanziaria 2007)
D.M. Interno 3 febbraio 2016	Approvazione della regola tecnica di prevenzione incendi per la progettazione, la costruzione e l'esercizio dei depositi di gas naturale con densità non superiore a 0,8 e dei depositi di biogas, anche se di densità superiore a 0,8
D.M. MiSE-MATTM-MiPAAF 16 febbraio 2016	Aggiornamento degli incentivi per interventi di piccole dimensioni per l'incremento dell'efficienza energetica e per la produzione di energia termica da fonti rinnovabili
Legge 21/16	Proroga al 30 settembre 2016 dell'entrata in esercizio degli impianti FER ubicati nelle zone colpite dal terremoto dell'Emilia nel 2012
D.M. MiPAAF 25 febbraio 2016	Criteri e norme tecniche generali per la disciplina regionale dell'utilizzazione agronomica degli effluenti di allevamento e delle acque reflue, nonché per la produzione e l'utilizzazione agronomica del digestato
D.P.C.M. 18 aprile 2016	Aggiornamento 2015 del Piano nazionale infrastrutturale per la ricarica dei veicoli alimentati a energia elettrica di cui alla Delibera del Comitato interministeriale per la programmazione economica (CIPE) 115 del 23 dicembre 2015
D.M. MATTM 118 del 19 maggio 2016	Regolamento recante aggiornamento dei valori limite di emissione in atmosfera per le emissioni di carbonio organico totale degli impianti alimentati a biogas
D.M. MEF 1° giugno 2016	Approvazione dello Statuto della Cassa per i servizi energetici e ambientali
D.M. MiSE 23 giugno 2016	Disciplina degli incentivi all'energia prodotta da fonti rinnovabili diverse dal fotovoltaico
D.M. MiSE 15 giugno 2016	Aggiornamento del Testo integrato della disciplina del mercato elettrico (market coupling)
D.Lgs. 141/16	Disposizioni integrative al D.Lgs. 102 del 4 luglio 2014, di attuazione della Direttiva 2012/27/UE sull'efficienza energetica
Legge 154/16	Il Collegato Agricoltura prevede all'articolo 1, comma 12 che, a decorrere dal 2017, i costi delle attività di controllo relative alla tracciabilità delle biomasse per la produzione di energia elettrica saranno sostenuti dai destinatari degli incentivi
D.M. MiSE 4 agosto 2016	Definizione delle condizioni e modalità per il riconoscimento di una maggiore valorizzazione dell'energia di Cogenerazione ad Alto Rendimento ottenuta a seguito della riconversione di esistenti impianti a bioliquidi sostenibili che alimentano siti industriali o artigianali
D.P.R. 30 agosto 2016	Approvazione del Programma statistico nazionale 2014-2015 - Aggiornamento 2016
D.M. MiSE-MATTM-MIT-MEF 16 settembre 2016	Modalità attuative del Programma di riqualificazione energetica della Pubblica Amministrazione centrale (PREPAC) finalizzato a efficientare almeno il 3% annuo della superficie utile del patrimonio edilizio dello Stato, in ottemperanza a quanto previsto dalla Direttiva europea 2012/27 sull'efficienza energetica
Circolare MiSE 21 novembre 2016	Biocarburanti, chiarimenti sull'obbligo di immissione in consumo per il 2017
Legge 225/16	Agevolazioni per la geotermia

TABELLA 2 PRINCIPALI DELIBERE DELL'AEEGSI NEL 2016

RIFERIMENTO NORMATIVO	DESCRIZIONE
Delibera 29/2016/R/efr	Determinazione del valore medio del prezzo di cessione dell'energia elettrica dell'anno 2015, ai fini della quantificazione del prezzo di collocamento sul mercato dei Certificati Verdi e del valore degli incentivi di essi sostitutivi
Delibera 118/2016/R/efr	Modifiche e integrazioni alla Delibera ARG/elt 104/11 in materia di trasparenza dei contratti di vendita ai clienti finali di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili e al Codice di condotta commerciale attualmente vigenti, al fine di migliorare la tutela del consumatore, secondo principi di concorrenza e trasparenza e al fine di introdurre semplificazioni
Delibera 266/2016/R/eel	Determinazione a consuntivo del corrispettivo a copertura dei costi riconosciuti per il funzionamento del GSE per l'anno 2015
Delibera 333/2016/R/eel	Valorizzazione degli sbilanciamenti effettivi per gli anni 2012, 2013 e 2014
Delibera 369/2016/R/eel	Avvio a partire dal 1° gennaio 2017 del nuovo servizio di Tutela SIMILE per le forniture di energia elettrica di famiglie e piccole imprese, un meccanismo transitorio per accompagnare il consumatore verso forme tipiche del mercato libero e che permette l'adesione volontaria a una fornitura con una struttura contrattuale standard definita dall'AEEGSI
Delibera 421/2016/R/efr	Contratto-tipo da utilizzare come riferimento ai fini dell'erogazione degli incentivi previsti dal Decreto interministeriale 16 febbraio 2016 per interventi di piccole dimensioni per l'incremento dell'efficienza energetica e per la produzione di energia termica da fonti rinnovabili
Delibera 424/2016/R/eel	Aggiornamento delle disposizioni del Testo Integrato delle Connessioni Attive (TICA), in termini soprattutto di semplificazione e implementazione di nuovi flussi informativi su GAUDI
Delibera 404/2016/R/efr	Modalità per il ritiro, da parte del GSE, dell'energia elettrica prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili, diversi dagli impianti fotovoltaici, per i quali vengono erogate le Tariffe Fisse Onnicomprehensive ai sensi del Decreto interministeriale 23 giugno 2016
Delibera 444/2016/R/eel	Adozione di misure transitorie per la valorizzazione degli sbilanciamenti effettivi nell'ambito del dispacciamento elettrico nelle more di una revisione organica della disciplina e dell'adozione del Regolamento europeo in materia di bilanciamento
Delibera 442/2016/R/eel	Modalità di aggiornamento dei registri dei Sistemi di Distribuzione Chiusi, indicando le informazioni che devono essere rese disponibili e con quali tempistiche
Delibera 458/2016/R/eel	Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico per la regolazione dell'attività di misura elettrica (TIME), entrato in vigore dal 1° gennaio 2017
Delibera 541/2016/R/eel	Approvazione del regolamento per l'individuazione dei fornitori e per il monitoraggio della Tutela SIMILE, predisposto da Acquirente Unico (AU), aggiornando inoltre alcune scadenze previste dalla Delibera 369/2016/R/eel
Delibera 613/2016/R/eel	Intimazione ad adempiere agli obblighi di adeguamento degli impianti di produzione di energia elettrica connessi alle reti di media tensione, previsti dalla Delibera 84/2012/R/eel
Delibera 739/2016/R/efr	Approvazione dei corrispettivi, relativi all'anno 2017, per il funzionamento dei mercati delle Garanzie di Origine e dei TEE gestiti dal GME
Delibera 800/2016/R/eel	Ulteriori interventi per la valorizzazione degli sbilanciamenti effettivi, per l'anno 2017, nell'ambito del regime transitorio introdotto dalla Delibera dell'Autorità 444/2016/R/eel

ELETTRICITÀ

“Negli ultimi 25 anni l’Italia ha sviluppato diversi meccanismi di supporto alla realizzazione di capacità produttiva da fonti rinnovabili, dalle prime tariffe amministrative, ai Certificati Verdi, alle ultime aste al ribasso. Nel 2016, grazie alla pluralità di strumenti posti in campo, sono stati incentivati circa 66 TWh di energia elettrica da fonti rinnovabili (oltre il 60% dell’energia prodotta da FER). Nel tempo la diffusione delle tecnologie e la riduzione dei costi di generazione sono state accompagnate da un minor livello di supporto. L’aspettativa per il futuro è che le rinnovabili possano continuare a svilupparsi senza il ricorso a strumenti di sostegno.”



Gianluca Cocciadiferro e Antonella Genna

A close-up photograph of a large industrial turbine or generator, showing the intricate details of its metallic components. The image is dominated by a blue color scheme, with a semi-transparent blue rectangle overlaid in the center. The text is white and positioned within this rectangle. The background shows the complex, curved blades and rings of the machinery, with some parts appearing blurred due to motion or depth of field.

INCENTIVAZIONE
E RITIRO
DELL'ENERGIA
ELETTRICA

2

INCENTIVAZIONE E RITIRO DELL'ENERGIA ELETTRICA

1.200

MW

POTENZA DEGLI IMPIANTI AMMESSI IN POSIZIONE UTILE NELLE GRADUATORIE DEI REGISTRI E DELLE ASTE AI SENSI DEL D.M. 23 GIUGNO 2016

3,3

miliardi di euro

CORRISPETTIVI EROGATI IN FAVORE DEGLI IMPIANTI CHE A PARTIRE DAL 2016 HANNO BENEFICIATO DELLA TARIFFA INCENTIVANTE SOSTITUTIVA DEL SISTEMA DEI CERTIFICATI VERDI

40.251

NUMERO DI NUOVE CONVENZIONI IN SCAMBIO SUL POSTO NEL 2016, RELATIVE A 291 MW

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 nel 2016.

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 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 per i Certificati Verdi e delle Tariffe Onnicomprensive, 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 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 Certificati Verdi, fino al 2015, sono stati titoli riconosciuti in misura proporzionale all'energia prodotta da impianti a fonti rinnovabili e da alcuni impianti cogenerativi, che venivano scambiati a prezzi di mercato tra i soggetti aventi diritto e i produttori e importatori di energia elettrica da fonti convenzionali (obbligati a immettere annualmente nel sistema elettrico nazionale una prestabilita quota di elettricità da fonti rinnovabili, quota annullata a partire dal 2016), oppure ritirati dal GSE a prezzi regolati. A partire dal 2016, agli impianti che hanno maturato il diritto ai Certificati Verdi e per i quali non è ancora terminato il periodo incentivante è riconosciuto, per il periodo residuo di incentivazione, un incentivo sulla produzione netta incentivata aggiuntivo ai ricavi conseguenti alla valorizzazione dell'energia.

TARIFFE ONNICOMPRESIVE (TO)

È un sistema di tariffe fisse di ritiro dell'energia elettrica immessa in rete, il cui valore include sia la componente incentivante sia la componente di valorizzazione dell'energia elettrica immessa in rete.

Fino all'emanazione degli ultimi provvedimenti di incentivazione del fotovoltaico (D.M. 5 luglio 2012) e delle altre fonti rinnovabili (D.M. 6 luglio 2012, D.M. 23 giugno 2016), che hanno previsto Tariffe Onnicomprensive per gli impianti di piccole dimensioni, parlando di TO ci si riferiva a quelle introdotte dalla Legge 244/07 e regolate dal D.M. 18 dicembre 2008, riservate agli impianti con potenza fino a 1 MW (200 kW per gli impianti eolici), entrati in esercizio entro il 31 dicembre 2012.

CONTO ENERGIA (CE)

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

Dal 6 luglio 2013 (30 giorni dopo la data di raggiungimento di un costo indicativo cumulato annuo degli incentivi di 6,7 miliardi di euro) 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 Tariffa Onnicomprensiva poiché la remunerazione riconosciuta include implicitamente sia una componente incentivante sia una componente di valorizzazione dell'energia elettrica immessa in rete. Attualmente non è più possibile accedere a questo meccanismo. Esso continua a essere riconosciuto, tuttavia, a quegli impianti che hanno sottoscritto l'apposita convenzione durante la vigenza del provvedimento.

SERVIZI DI RITIRO DELL'ENERGIA ELETTRICA

RITIRO DEDICATO (RID)

Il Ritiro Dedicato 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 Ritiro Dedicato gli impianti di potenza inferiore a 10 MVA o di potenza qualsiasi se alimentati da energia solare, eolica, mareomotrice, del moto ondoso, geotermica, idraulica limitatamente alle unità ad acqua fluente o da altre fonti rinnovabili se nelle titolarità di un autoproduttore. L'accesso al RID è alternativo agli incentivi riconosciuti ai sensi dei DD.MM. 5 luglio 2012, 6 luglio 2012 e 23 giugno 2016.

SCAMBIO SUL POSTO (SSP)

Il Servizio di Scambio sul Posto 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 Cogenerazione ad Alto Rendimento e di potenza massima non superiore a 200 kW, oppure gli impianti di potenza fino a 500 kW se alimentati da fonti rinnovabili ed entrati in esercizio a partire dal 1° gennaio 2015. L'accesso a tale meccanismo è alternativo agli incentivi riconosciuti ai sensi dei DD.MM. 5 luglio 2012, 6 luglio 2012 e 23 giugno 2016.

TABELLA 1 SCHEMA DI SINTESI DEI MECCANISMI DI INCENTIVAZIONE E DEI SERVIZI DI RITIRO DELL'ENERGIA ELETTRICA

MECCANISMO INCENTIVANTE	PERIODO ACCESSO ⁽¹⁾	DURATA INCENTIVO ⁽¹⁾	FONTE/ TECNOLOGIE	POTENZA IMPIANTO ⁽²⁾	TIPOLOGIA INCENTIVO ⁽³⁾	VALORIZZAZIONE INCENTIVO	TIPOLOGIA ENERGIA INCENTIVATA	VALORIZZAZIONE ENERGIA IMMESA ⁽⁴⁾
D.M. 23 giugno 2016 FER-E	dal 2016	15-30 anni	FER-E non FV e solare CSP	<= 500 kW	FIT	Tariffa costante	Immessa	Inclusa nella tariffa
				> 500 kW	SFIP	Tariffa ottenuta per differenza con il prezzo dell'energia	Immessa	Mercato
D.M. 6 luglio 2012 FER-E	2013-2016	15-30 anni	FER-E non FV	<= 1 MW	FIT	Tariffa costante	Immessa	Inclusa nella tariffa
				> 1 MW	SFIP	Tariffa ottenuta per differenza con il prezzo dell'energia	Immessa	Mercato
Quinto Conto Energia	2012-2013	20 anni	FV	<= 1 MW	FIT + PA	Tariffa costante	Prodotta	Inclusa nella tariffa
				> 1 MW	SFIP + PA	Tariffa ottenuta per differenza con il prezzo dell'energia	Prodotta	Mercato
Conto Energia solare termodinamico	2008-2016	25 anni	Solare CSP	Qualsiasi	FIP	Tariffa costante	Prodotta	Mercato o RID o SSP
Tariffa Onnicomprensiva	2008-2012	15 anni	FER-E non FV	<= 1 MW ⁽⁵⁾	FIT	Tariffa costante	Immessa	Inclusa nella tariffa
Primo-Quarto Conto Energia FV	2006-2012	20 anni	FV	Qualsiasi	FIP ⁽⁶⁾	Tariffa costante	Prodotta	Mercato o RID o SSP
Certificati Verdi/ Tariffa incentivante ex CV	2002-2012	8-15 anni	FER-E ⁽⁷⁾	Qualsiasi	Certificati Verdi/SFIP	Mercato CV o ritiro CV a valore indicizzato a prezzo energia/ tariffa ottenuta per differenza con il prezzo dell'energia	Prodotta	Mercato o RID o SSP
CIP6/92	1992-2001	8-15 anni	FER-E e assimilate	Qualsiasi	FIT	Tariffa in parte indicizzata al prezzo dei combustibili	Immessa	Inclusa nella tariffa

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

(2) Non inferiore a 1 kW.

(3) FIT: Feed in Tariff ovvero una 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 al servizio di Ritiro Dedicato (RID) e Scambio sul Posto (SSP) è regolamentato in funzione della tipologia e potenza di impianto.

(5) 200 kW per gli impianti eolici.

(6) Il Quarto Conto Energia 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 29 giugno 2016 è stato pubblicato il D.M. 23 giugno 2016 che 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 nuovo Decreto si applica a tutti gli impianti 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.

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.

- una Tariffa incentivante Onnicomprensiva (TO), calcolata secondo la seguente formula:

$$TO = Tb + Pr$$

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

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

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

$$I = Tb + Pr - Pz$$

(Pz: prezzo zonale orario).

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

La potenza massima per l'accesso alla Tariffa Onnicomprensiva 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 od 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 od 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.

In proposito, tra le novità del D.M. 23 giugno 2016 sono da segnalare la possibilità di accesso diretto limitata, 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 luglio 2012 prevedeva soglie differenziate: 20 MW per gli impianti geotermoelettrici, 10 MW per gli impianti idroelettrici, 5 MW per gli altri impianti a fonti rinnovabili).

Contestualmente all'entrata in vigore del nuovo Decreto, avvenuta il 30 giugno 2016, giorno successivo alla sua pubblicazione, il GSE ha reso disponibile un portale telematico attraverso il quale è possibile presentare la richiesta di accesso ai meccanismi di incentivazione secondo le diverse modalità previste.

2.1.2 I BANDI PER I REGISTRI E PER LE ASTE

Il nuovo Decreto ha previsto un'unica sessione per l'assegnazione di tutta la potenza dei diversi contingenti dei registri, dei registri per interventi di rifacimento e delle procedure d'asta. I tre bandi sono stati pubblicati il 20 agosto 2016, e il 30 agosto 2016 si sono aperti i periodi di presentazione delle domande, terminati il 28 ottobre 2016 per i registri e il 27 novembre 2016 per le procedure d'asta.

Le richieste totali pervenute sono state 1.261, per un totale di 2.899,6 MW. Di queste, 448, corrispondenti a 1.200,3 MW, sono risultate ammesse in posizione utile nelle graduatorie dei registri e delle aste pubblicate rispettivamente il 25 novembre 2016 e il 22 dicembre 2016.

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 DI IMPIANTO	CONTINGENTE		ISTANZE INVIATE		ISTANZE AMMESSE IN POSIZIONE UTILE		
	Potenza [MW]	Numero	Potenza complessiva [MW]	% Contingente	Numero	Potenza complessiva [MW]	% Contingente
Eolico onshore	800,0	96	1.972,3	246,53%	38	800,0	100,00%
Eolico offshore	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	100	2.083,1		41	869,8	

TABELLA 3 D.M. 23 GIUGNO 2016 - RICHIESTE DI ISCRIZIONE AI REGISTRI

TIPOLOGIA DI IMPIANTO	CONTINGENTE		ISTANZE INVIATE		ISTANZE AMMESSE IN POSIZIONE UTILE		
	Potenza [MW]	Numero	Potenza complessiva [MW]	% Contingente	Numero	Potenza complessiva [MW]	% Contingente
Eolico onshore	56,9	256	185,5	325,75%	66	56,9	100,00%
Idroelettrico	79,0	565	248,6	314,91%	125	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%	176	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		382	275,4	

TABELLA 4 D.M. 23 GIUGNO 2016 - RICHIESTE DI ISCRIZIONE AI REGISTRI PER INTERVENTO DI RIFACIMENTO

TIPOLOGIA DI IMPIANTO	CONTINGENTE		ISTANZE INVIATE		ISTANZE AMMESSE IN POSIZIONE UTILE		
	Potenza [MW]	Numero	Potenza complessiva [MW]	% Contingente	Numero	Potenza complessiva [MW]	% Contingente
Eolico onshore	40,0	5	9,1	22,75%	5	9,1	22,75%
Idroelettrico	30,0	77	160,5	534,93%	19	30,0	100,00%
Geotermoelettrico	20,0	1	16,0	80,00%	1	16,0	80,00%
TOTALE	90,0	83	185,6		25	55,1	

2.1.3 ESITI DELL'INCENTIVAZIONE

La tabella seguente offre un quadro riassuntivo dei risultati del D.M. 23 giugno 2016 nei primi 6 mesi di applicazione (30 giugno-31 dicembre 2016).

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 2016, nessuno risulta essere stato successivamente escluso a seguito di rinuncia o annullamento/respingimento derivato dai controlli effettuati dal GSE. La potenza avente diritto all'incentivazione al 31 dicembre 2016 coincide pertanto con quella ammessa.

La tabella fornisce inoltre il dettaglio della quota di potenza degli impianti aventi diritto, entrati in esercizio al 31 dicembre 2016, 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 2016 e la potenza esclusa, alla stessa data, a seguito dell'istruttoria del GSE.

TABELLA 5 D.M. 23 GIUGNO 2016 - QUADRO RIASSUNTIVO DEGLI ESITI DI INCENTIVAZIONE AL 31 DICEMBRE 2016 [MW]

MODALITÀ D'ACCESSO E TIPOLOGIA DI IMPIANTO	POTENZA DISPONIBILE	POTENZA AMMESSA	POTENZA AVENTE DIRITTO AL 31 DICEMBRE 2016	DETTAGLIO AVENTI DIRITTO AL 31 DICEMBRE 2016		POTENZA ESCLUSA AL 31 DICEMBRE 2016
				In esercizio	Non in esercizio	
Aste	1.000,0	869,8	869,8	0,0	869,8	-
Eolico onshore	800,0	800,0	800,0	-	800,0	-
Eolico offshore	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	275,4	33,1	242,2	-
Idroelettrico	79,0	79,0	79,0	14,6	64,3	-
Eolico onshore	56,9	56,9	56,9	3,9	53,0	-
Geotermoelettrico	30,0	30,0	30,0	-	30,0	-
Oceanica	6,0	-	-	-	-	-
Bioenergie (esclusi rifiuti biomasse C)	89,5	89,5	89,5	14,6	74,9	-
Solare termodinamico	20,0	20,0	20,0	-	20,0	-
Registri rifacimenti	90,0	55,1	55,1	0,0	55,1	-
Idroelettrico	30,0	30,0	30,0	-	30,0	-
Eolico onshore	40,0	9,1	9,1	-	9,1	-
Geotermoelettrico	20,0	16,0	16,0	-	16,0	-
Totale Aste/Registri/ Registri rifacimenti	1.371,4	1.200,3	1.200,3	33,1	1.167,1	-
Accesso diretto	-	-	-	24,0	-	0,1
Idroelettrico	-	-	-	3,0	-	-
Eolico	-	-	-	17,8	-	0,1
Geotermoelettrico	-	-	-	-	-	-
Oceanica	-	-	-	0,1	-	-
Bioenergie (esclusi rifiuti biomasse C)	-	-	-	3,2	-	-
TOTALE	1.371,4	1.200,3	1.200,3	57,2	1.167,1	0,1

2.1.4 IMPIANTI IN ESERCIZIO AL 31 DICEMBRE 2016

Gli impianti che risultano in esercizio al 31 dicembre 2016, per i quali è stata presentata richiesta di accesso agli incentivi, sono 467, per una potenza totale di 57,2 MW. Il maggior numero di impianti è quello degli eolici (348), seguito dagli idroelettrici ad acqua fluente (67). Agli impianti eolici spetta anche il primato in termini di potenza installata (21,7 MW), seguiti dagli impianti idroelettrici ad acqua fluente (17,6 MW).

FIGURA 1 D.M. 23 GIUGNO 2016 - RIPARTIZIONE PER FONTE DEL NUMERO DEGLI IMPIANTI CHE, A SEGUITO DELL'ENTRATA IN ESERCIZIO, RISULTANO AVER FATTO RICHIESTA DI ACCESSO AGLI INCENTIVI, AL 31 DICEMBRE 2016 [n.]



FIGURA 2 D.M. 23 GIUGNO 2016 - RIPARTIZIONE PER FONTE DELLA POTENZA DEGLI IMPIANTI CHE, A SEGUITO DELL'ENTRATA IN ESERCIZIO, RISULTANO AVER FATTO RICHIESTA DI ACCESSO AGLI INCENTIVI, AL 31 DICEMBRE 2016 [MW]

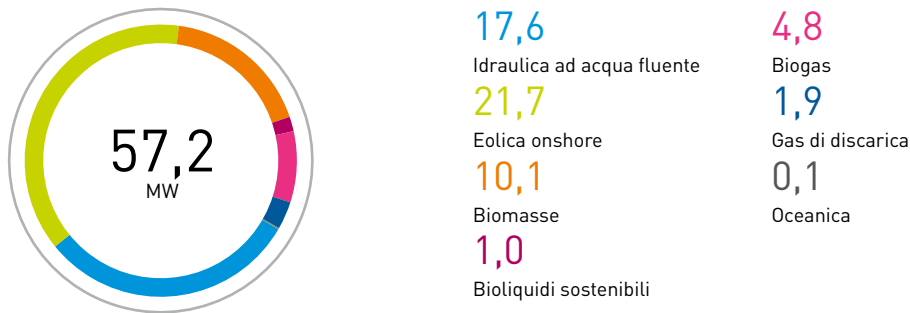


TABELLA 6 D.M. 23 GIUGNO 2016 - NUMERO E POTENZA DEGLI IMPIANTI CHE, A SEGUITO DELL'ENTRATA IN ESERCIZIO, RISULTANO AVER FATTO RICHIESTA DI ACCESSO AGLI INCENTIVI, SUDDIVISI PER FONTE

2016		
FONTE	Numero	Potenza [MW]
Idraulica a bacino/serbatoio	1	0,0
Idraulica ad acqua fluente	67	17,6
Eolica onshore	348	21,7
Geotermica	-	-
Biomasse	28	10,1
Bioliquidi sostenibili	1	1,0
Biogas	19	4,8
Gas di discarica	2	1,9
Oceanica	1	0,1
TOTALE	467	57,2

TABELLA 7 D.M. 23 GIUGNO 2016 - NUMERO E POTENZA DEGLI IMPIANTI CHE, A SEGUITO DELL'ENTRATA IN ESERCIZIO, RISULTANO AVER FATTO RICHIESTA DI ACCESSO AGLI INCENTIVI, SUDDIVISI PER TIPOLOGIA DI INTERVENTO

2016		
TIPOLOGIA DI INTERVENTO	Numero	Potenza [MW]
Nuova costruzione	457	55,9
Riattivazione	1	0,1
Integrale ricostruzione	5	0,7
Rifacimento totale o parziale	2	0,1
Potenziamento	2	0,4
TOTALE	467	57,2

Una parte dei suddetti impianti in esercizio ha già completato positivamente l'iter di accesso agli incentivi, e alcuni di essi hanno già iniziato a percepire gli incentivi previsti, per quanto gli effetti economici assumeranno maggiore rilevanza a partire dal 2017.

2.1.5 IMPIANTI NON IN ESERCIZIO AL 31 DICEMBRE 2016

La tabella seguente dà evidenza degli impianti risultati aggiudicatari delle procedure d'asta o ammessi in posizione utile nei registri, non entrati in esercizio al 31 dicembre 2016 ma aventi diritto 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 2016, SUDDIVISI PER FONTE

FONTE	Numero	Potenza [MW]
Idraulica a bacino/serbatoio	1	4,1
Idraulica ad acqua fluente	121	90,2
Eolica onshore	100	862,1
Geotermica	9	65,8
Biomasse	33	44,9
Bioliquidi sostenibili	2	5,4
Biogas	117	38,7
Gas di discarica	5	6,0
Oceanica	-	-
Eolica offshore	1	30,0
Solare termodinamico	8	20,0
TOTALE	397	1.167,1

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 Certificati Verdi e delle Tariffe Onnicomprensive del D.M. 18 dicembre 2008, i meccanismi di incentivazione poi ripresi dal D.M. 23 giugno 2016. Lo stesso Decreto, all'articolo 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 Onnicomprensiva (TO), pari al valore della relativa tariffa base maggiorata degli eventuali premi, oppure un incentivo (I), calcolato come differenza tra un valore fissato (ricavo complessivo) e il prezzo zonale orario dell'energia, riferito alla zona in cui è immessa in rete l'energia elettrica prodotta dall'impianto.

Nel caso della TO, riservata su richiesta esclusivamente agli impianti di potenza non superiore a 1 MW, il corrispettivo erogato comprende la remunerazione dell'energia che viene ritirata dal GSE; nel caso di incentivo, l'energia resta invece nella disponibilità del produttore.

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

- accesso diretto, nel caso di impianti di “piccola taglia” nuovi, integralmente ricostruiti, riattivati, oggetto di rifacimento o potenziamento (per quest'ultima categoria d'intervento rileva l'incremento di potenza);
- iscrizione a registri, in posizione tale da rientrare entro contingenti annui di potenza incentivabili assegnati alle diverse fonti, nel caso di impianti di “media taglia” nuovi, integralmente ricostruiti, riattivati od 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 od 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 2016.

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 2016, 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 2016 corrisponde alla potenza ammessa diminuita di quella esclusa alla stessa data.

La tabella fornisce inoltre il dettaglio della quota della potenza degli impianti aventi diritto, entrati in esercizio al 31 dicembre 2016, 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 2016 e la potenza esclusa alla stessa data a seguito di rinuncia o in virtù dell'operato del GSE.

TABELLA 9 D.M. 6 LUGLIO 2012 - QUADRO RIASSUNTIVO DEGLI ESITI DI INCENTIVAZIONE AL 31 DICEMBRE 2016 [MW]

MODALITÀ D'ACCESSO E TIPOLOGIA DI IMPIANTO	POTENZA DISPONIBILE	POTENZA AMMESSA	POTENZA AVENTE DIRITTO AL 31 DICEMBRE 2016	DETTAGLIO AVENTI DIRITTO AL 31 DICEMBRE 2016		POTENZA ESCLUSA AL 31 DICEM- BRE 2016
				In esercizio	Non in esercizio	
Aste	2.531,0	1.442,2	1.358,4	942,7	415,7	83,8
Idroelettrico	50,0	-	-	-	-	-
Eolico onshore	1.321,0	1.275,2	1.239,2	832,0	407,2	36,0
Eolico offshore	650,0	30,0	-	-	-	30,0
Geotermoelettrico	40,0	39,6	39,6	39,6	-	-
Bioenergie (esclusi rifiuti biomasse C)	120,0	46,7	46,7	38,2	8,5	-
Rifiuti (biomasse C)	350,0	50,7	32,9	32,9	-	17,8
Registri	1.000,0	880,3	391,0	267,2	123,7	489,4
Idroelettrico	205,0	203,9	140,3	106,1	34,2	63,6
Eolico onshore	178,0	177,7	85,2	75,3	9,9	92,5
Geotermoelettrico	105,0	17,1	17,1	17,1	-	-
Oceanica	3,0	0,1	0,1	-	0,1	-
Bioenergie (esclusi rifiuti biomasse C)	479,0	478,0	147,1	68,7	78,3	330,9
Rifiuti (biomasse C)	30,0	3,6	1,2	-	1,2	2,4
Rifacimenti	1.875,0	201,6	153,0	136,2	16,8	48,6
Idroelettrico	900,0	143,9	115,1	101,3	13,8	28,8
Eolico onshore	450,0	1,5	1,5	1,5	-	-
Geotermoelettrico	120,0	39,6	19,8	19,8	-	19,8
Bioenergie (esclusi biomasse C)	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	1.902,3	1.346,2	556,2	621,8
Accesso diretto	-	-	116,6	116,6	-	12,1
Idroelettrico	-	-	21,9	21,9	-	5,2
Eolico	-	-	65,2	65,2	-	3,6
Oceanica	-	-	-	-	-	-
Bioenergie (esclusi rifiuti biomasse C)	-	-	29,5	29,5	-	3,4
TOTALE	5.406,0	2.524,1	2.018,9	1.462,8	556,2	633,9

2.2.3 IMPIANTI IN ESERCIZIO AL 31 DICEMBRE 2016

Al 31 dicembre 2016, gli impianti che, a seguito dell'entrata in esercizio, risultano avere fatto richiesta di accesso agli incentivi sono 2.785, per una potenza totale di 1.462,8 MW. Il maggior numero di impianti è quello degli eolici (1.658), seguito dagli idroelettrici ad acqua fluente (586). Agli impianti eolici spetta anche il primato in termini di potenza installata (974,1 MW), seguiti dagli impianti idroelettrici ad acqua fluente (212,0 MW).

FIGURA 3 D.M. 6 LUGLIO 2012 - RIPARTIZIONE PER FONTE DEL NUMERO DEGLI IMPIANTI CHE, A SEGUITO DELL'ENTRATA IN ESERCIZIO, RISULTANO AVER FATTO RICHIESTA DI ACCESSO AGLI INCENTIVI, AL 31 DICEMBRE 2016 [n.]

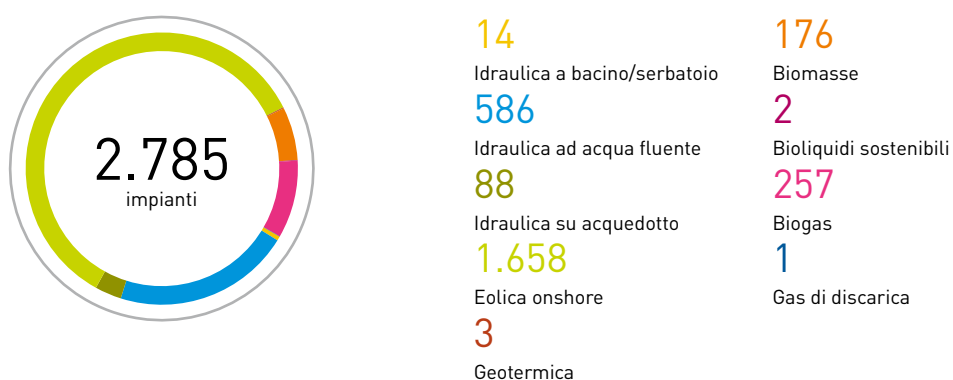
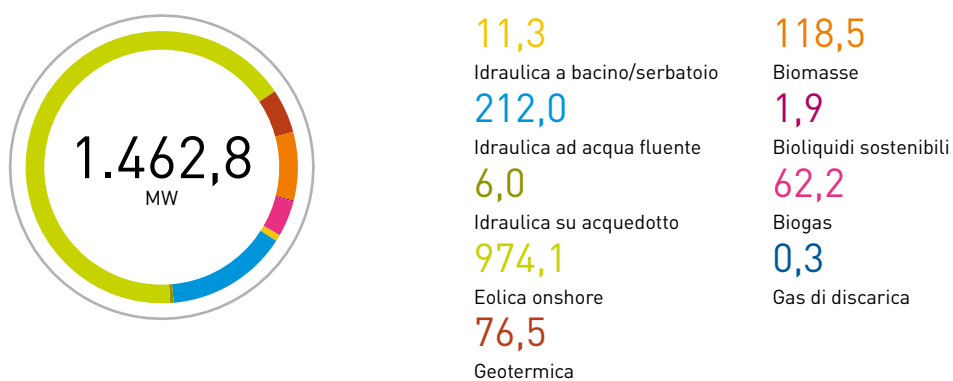


FIGURA 4 D.M. 6 LUGLIO 2012 - RIPARTIZIONE PER FONTE DELLA POTENZA DEGLI IMPIANTI CHE, A SEGUITO DELL'ENTRATA IN ESERCIZIO, RISULTANO AVER FATTO RICHIESTA DI ACCESSO AGLI INCENTIVI, AL 31 DICEMBRE 2016 [MW]



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

TABELLA 10 EVOLUZIONE STORICA, IN NUMERO E POTENZA, DEGLI IMPIANTI CHE, A SEGUITO DELL'ENTRATA IN ESERCIZIO, RISULTANO AVER FATTO RICHIESTA DI ACCESSO AGLI INCENTIVI, SUDDIVISI PER FONTE

FONTE	2013		2014		2015		2016	
	Numero	Potenza [MW]	Numero	Potenza [MW]	Numero	Potenza [MW]	Numero	Potenza [MW]
Idraulica a bacino/serbatoio	2	0,9	6	1,2	8	1,5	14	11,3
Idraulica ad acqua fluente	143	24,8	250	49,6	445	132,8	586	212,0
Idraulica su acquedotto	22	1,2	35	2,2	66	3,9	88	6,0
Eolica onshore	188	144,9	538	293,9	1.194	632,0	1.658	974,1
Geotermica	0	0,0	1	19,8	3	76,5	3	76,5
Biomasse	29	21,3	73	45,9	139	58,2	176	118,5
Bioliquidi sostenibili	1	1,0	1	1,0	1	1,0	2	1,9
Biogas	60	14,3	106	25,2	192	43,5	257	62,2
Gas di discarica	0	0,0	1	0,3	2	1,3	1	0,3
TOTALE	445	208,4	1.011	439,2	2.050	950,6	2.785	1.462,8

TABELLA 11 EVOLUZIONE STORICA, IN NUMERO E POTENZA, DEGLI IMPIANTI CHE, A SEGUITO DELL'ENTRATA IN ESERCIZIO, RISULTANO AVER FATTO RICHIESTA DI ACCESSO AGLI INCENTIVI, SUDDIVISI PER TIPOLOGIA DI INTERVENTO

TIPOLOGIA DI INTERVENTO	2013		2014		2015		2016	
	Numero	Potenza [MW]	Numero	Potenza [MW]	Numero	Potenza [MW]	Numero	Potenza [MW]
Nuova costruzione	409	199,8	951	405,8	1.956	865,3	2.649	1.300,1
Riattivazione	13	1,4	21	2,0	22	2,1	37	4,9
Integrale ricostruzione	8	0,3	16	0,9	22	2,2	22	2,3
Rifacimento totale o parziale	15	6,9	23	30,4	47	63,4	74	137,3
Potenziamento	0	0,0	0	0,0	3	17,6	3	18,1
TOTALE	445	208,4	1.011	439,2	2.050	950,6	2.785	1.462,8

2.2.4 IMPIANTI NON IN ESERCIZIO AL 31 DICEMBRE 2016

La tabella seguente dà evidenza degli impianti risultati aggiudicatari delle procedure d'asta o ammessi in posizione utile nei registri, non entrati in esercizio al 31 dicembre 2016.

TABELLA 12 D.M. 23 GIUGNO 2016 - IMPIANTI AGGIUDICATARI DELLE PROCEDURE D'ASTA O AMMESSI IN POSIZIONE UTILE NEI REGISTRI NON IN ESERCIZIO AL 31 DICEMBRE 2016, SUDDIVISI PER FONTE

FONTE	Numero	Potenza [MW]
Idraulica a bacino/serbatoio	2	2,5
Idraulica ad acqua fluente	116	43,8
Idraulica su acquedotto	4	1,6
Eolica onshore	44	417,0
Geotermica	-	-
Biomasse	50	53,0
Bioliquidi sostenibili	1	0,9
Biogas	65	32,5
Gas di discarica	5	4,5
Oceanica	1	0,0
TOTALE	288	556,1

2.2.5 RISULTATI ECONOMICI

Nel corso del 2016, l'energia incentivata ai sensi del D.M. 6 luglio 2012 è risultata pari a circa 3.255 GWh, cui risulta associato un corrispettivo economico di circa 353 milioni di euro. In termini di energia, l'eolico è la fonte più rappresentativa, con 1.528 GWh, seguito dall'idroelettrico ad acqua fluente (663 GWh) e dal geotermico (494 GWh). In termini di corrispettivi, all'eolico sono associati 139 milioni di euro, seguiti da 88 milioni di euro dell'idroelettrico ad acqua fluente e da 76 milioni di euro 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 2016 rispetto all'anno precedente. Si noti che una frazione molto piccola dell'energia e dei corrispettivi 2016 è ascrivibile ai primi impianti incentivati ai sensi del D.M. 23 giugno 2016, i cui effetti economici assumeranno rilevanza a partire dal 2017.

TABELLA 13 EVOLUZIONE DELL'ENERGIA INCENTIVATA AI SENSI DEL D.M. 6 LUGLIO 2012 [GWh]

FONTE	2013	2014	2015	2016
Idraulica a bacino/serbatoio	0	4	3	20
Idraulica ad acqua fluente	32	182	362	663
Idraulica su acquedotto	2	8	17	29
Eolica onshore	7	373	701	1.528
Geotermica	0	153	359	494
Biomasse	1	39	75	161
Bioliquidi sostenibili	0	0	0	1
Biogas	5	102	222	355
Gas di discarica	0	1	2	5
TOTALE	48	861	1.741	3.255

FIGURA 5 EVOLUZIONE DELL'ENERGIA INCENTIVATA AI SENSI DEL D.M. 6 LUGLIO 2012 [GWh]

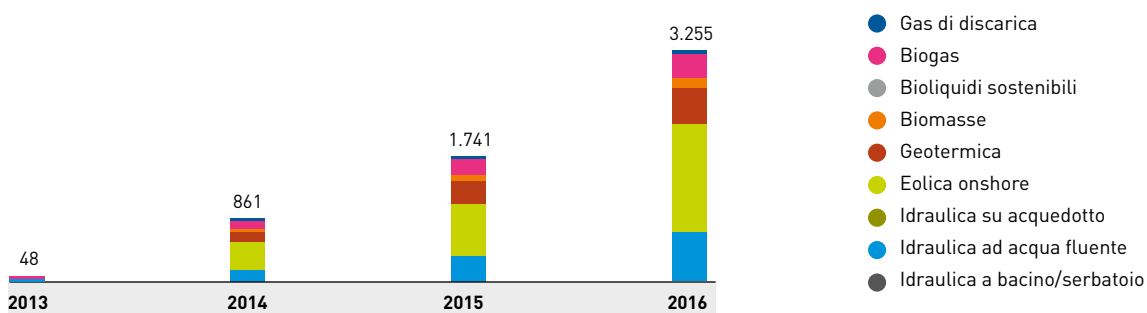
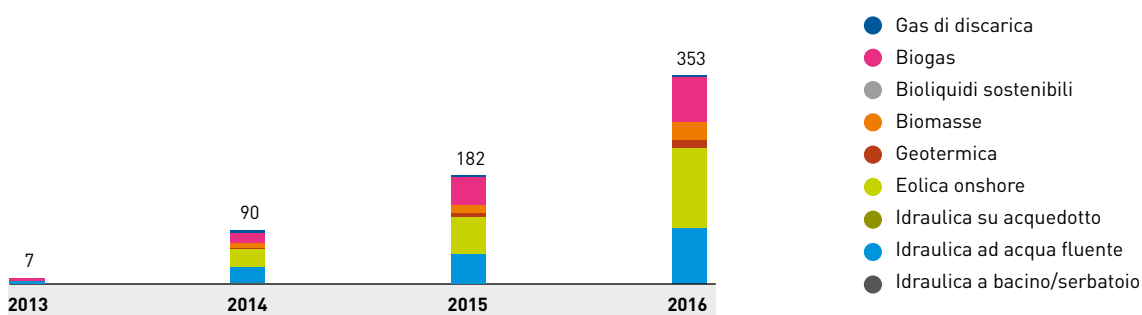


TABELLA 14 EVOLUZIONE DEI CORRISPETTIVI EROGATI AI SENSI DEL D.M. 6 LUGLIO 2012 [mln €]

FONTE	2013	2014	2015	2016
Idraulica a bacino/serbatoio	0	0	0	1
Idraulica ad acqua fluente	5	29	50	88
Idraulica su acquedotto	0	2	4	6
Eolica onshore	1	30	60	139
Geotermica	0	2	8	16
Biomasse	0	7	13	27
Bioliquidi sostenibili	0	0	0	0
Biogas	1	20	47	76
Gas di discarica	0	0	0	0
TOTALE	7	90	182	353

FIGURA 6 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'articolo 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'articolo 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 artico-

lo 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'articolo 19, alle condizioni previste dalla predetta delibera del Comitato, e in particolare nel limite complessivo di 83 MW di potenza elettrica.

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

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

A ogni categoria di intervento corrisponde un diverso algoritmo che determina l'energia incentivabile (Ei) sulla base dell'energia netta prodotta (per esempio, nel caso di interventi di nuova costruzione tutta l'energia netta prodotta è incentivabile, mentre nel caso dei potenziamenti non idroelettrici è incentivabile solo l'incremento di produzione rispetto alla produzione storica dell'impianto negli anni precedenti al potenziamento). Potevano inoltre essere qualificati anche impianti ibridi, cioè impianti alimentati sia da fonti rinnovabili sia da fonti fossili oppure da combustibili parzialmente rinnovabili quali i rifiuti. Nel caso degli impianti ibridi era incentivabile la sola energia imputabile alla fonte rinnovabile (nel caso dei rifiuti, la sola energia imputabile alla frazione biogenica in essi contenuta).

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

IMPIANTI QUALIFICATI E IN ESERCIZIO AL 31 DICEMBRE 2016

Complessivamente gli impianti qualificati IAFR e in esercizio al 31 dicembre 2016 risultano 4.751 (in diminuzione quindi rispetto al numero cumulato a fine 2015 per effetto del termine del periodo di incentivazione di alcuni impianti), per una potenza totale di 17,99 GW. In termini di numerosità, il primato spetta all'idroelettrico con 1.606 impianti, seguito dal termoelettrico a biogas con 1.405 e dall'eolico con 974 installazioni. Quanto a potenza installata, hanno primeggiato gli impianti eolici seguiti dagli idroelettrici, rispettivamente pari a 7.619 MW e 5.378 MW. Nel settore delle bioenergie si rilevano 1.405 impianti a biogas, seguiti da 471 a bioliquidi e 199 a biomasse solide. Rispetto alla potenza si registrano in esercizio 2.031 MW a biomasse solide, 1.181 MW a biogas e 1.048 MW a bioliquidi.

Circa l'80% degli impianti è relativo a interventi di nuova costruzione seguiti, nell'ordine, da rifacimenti parziali (12%), rifacimenti totali (3%), riattivazioni (3%), e potenziamenti (2%).

Per quanto attiene alla 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 541 MW.

FIGURA 7 NUMERO CUMULATO DI IMPIANTI QUALIFICATI IAFR IN ESERCIZIO AL 31 DICEMBRE 2016

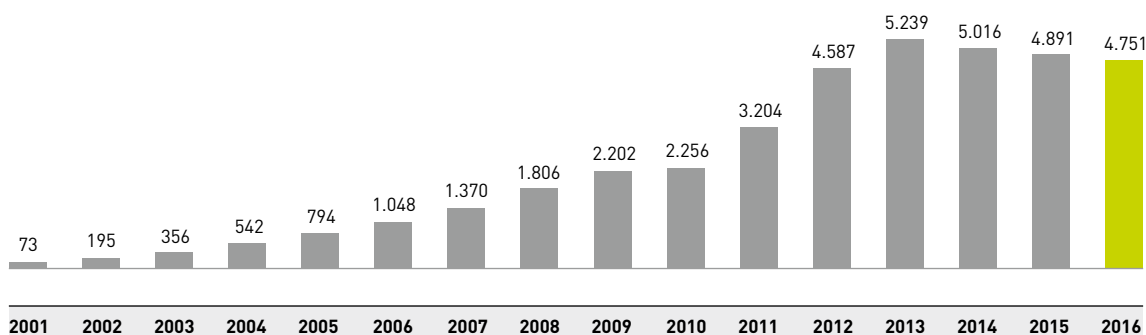


TABELLA 15 NUMERO E POTENZA DEGLI IMPIANTI QUALIFICATI E IN ESERCIZIO AL 31 DICEMBRE 2016 SUDDIVISI PER TIPOLOGIA DI IMPIANTO

TIPOLOGIA DI IMPIANTO	Numero	Potenza [MW]
Idroelettrici	1.606	5.377,8
Marini	1	0,0
Eolici	974	7.619,1
Solari	61	4,6
Geotermoelettrici	17	541,0
Biomasse solide	199	2.031,1
Bioliquidi	471	1.048,0
Biogas	1.405	1.180,6
Rifiuti	17	185,2
TOTALE	4.751	17.987,3

FIGURA 8 RIPARTIZIONE PERCENTUALE PER FONTE DEL NUMERO E DELLA POTENZA DEGLI IMPIANTI QUALIFICATI E IN ESERCIZIO AL 31 DICEMBRE 2016

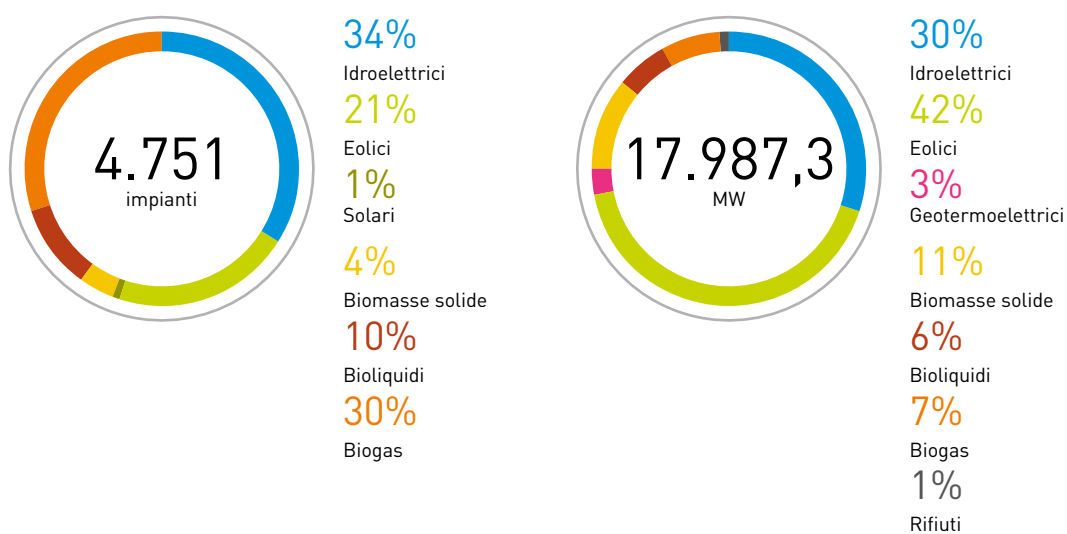


TABELLA 16 **NUMERO E POTENZA DEGLI IMPIANTI QUALIFICATI E IN ESERCIZIO AL 31 DICEMBRE 2016
SUDDIVISI PER TIPOLOGIA DI INTERVENTO**

TIPOLOGIA DI INTERVENTO	Numero	Potenza [MW]
A - Potenziamento	90	1.274,2
B - Rifacimento	156	807,5
BP - Rifacimento parziale	544	3.679,5
C - Riattivazione	161	196,1
D - Nuova costruzione	3.794	11.114,5
E - Co-combustione in impianti esistenti prima del 1999	6	915,5
TOTALE	4.751	17.987,3

2.3.2 LE TARIFFE INCENTIVANTI EX CV

A partire dal 2016, i Certificati Verdi 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 Certificati Verdi 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 Ritiro Dedicato 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'AEEGSI.

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:

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

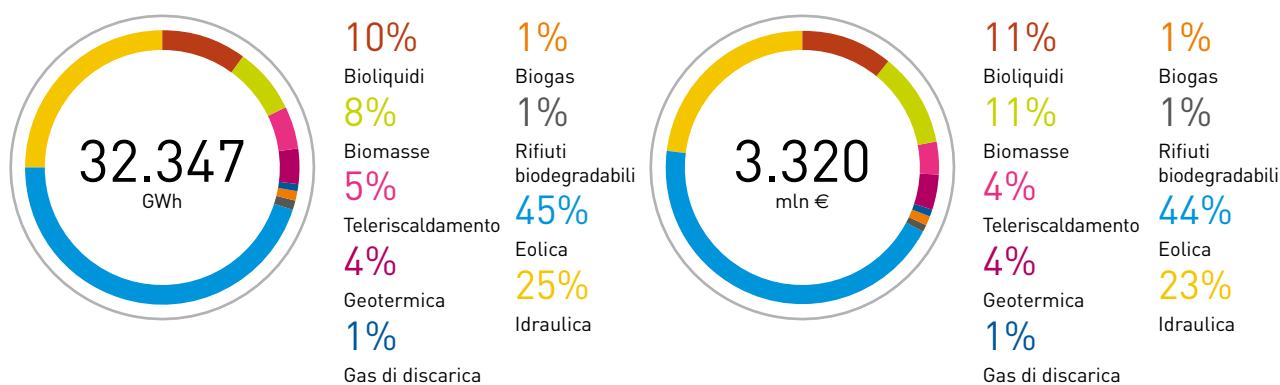
dove D rappresenta la somma tra il prezzo medio di mercato dei Certificati Verdi per impianti di cogenerazione abbinati a teleriscaldamento registrato nel 2010 e il prezzo di cessione dell'energia del 2010.

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

Relativamente alle produzioni 2016, a fronte di un'energia netta incentivata di 32,3 TWh, risultano erogati dal GSE circa 3,3 miliardi di euro, così ripartiti fra le diverse tipologie di impianto: impianti eolici 44%, bioenergie 26%, idroelettrici 23%, geotermoelettrici 4%, impianti di cogenerazione abbinati al teleriscaldamento (4%).

TABELLA 17 **RISULTATI ECONOMICI DELL'INCENTIVAZIONE EX CV NEL 2016**

FORTE	Numero	Potenza [MW]	Energia [GWh]	Corrispettivi [mln €]
Eolica	564	7.923	14.665	1.454
Idraulica	829	5.920	7.946	750
Bioliquidi	80	772	3.245	380
Biomasse	52	1.922	2.659	365
Teleriscaldamento	61	1.141	1.417	141
Geotermica	19	536	1.336	121
Gas di discarica	49	98	423	39
Biogas	137	177	260	34
Rifiuti biodegradabili	20	834	345	31
Gas residuati dai processi di depurazione	14	5	49	4
Solari	30	3	2	0
TOTALE	1.855	19.330	32.347	3.320

FIGURA 9 **RIPARTIZIONE PER FONTE DELL'ENERGIA INCENTIVATA E DEI CORRISPETTIVI EROGATI NEL 2016 MEDIANTE TARIFFA EX CV**

2.3.3 I CERTIFICATI VERDI

Il meccanismo dei Certificati Verdi, introdotto dal D.Lgs. 79/99 e poi sostituito dal nuovo sistema di incentivazione definito dal D.M. 6 luglio 2012, si basava sull'obbligo, posto dalla normativa in capo ai soggetti produttori e importatori di energia elettrica da fonti non rinnovabili, di immettere annualmente nel sistema elettrico nazionale una prestabilita quota di elettricità prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili.

La quota prestabilita era calcolata sulla base delle produzioni e delle importazioni da fonti non rinnovabili dell'anno precedente, decurtate dell'energia elettrica prodotta in cogenerazione, degli autoconsumi di centrale e delle esportazioni, con una franchigia di 100 GWh per ciascun operatore. La quota d'obbligo relativa alle produzioni/importazioni del 2014, pari al 2,52%, ha determinato quindi il numero di certificati che i soggetti obbligati sono tenuti ad annullare nel primo semestre 2016. Successivamente non è più previsto l'obbligo di annullamento dei CV. Il diritto a fruire dei Certificati Verdi, per gli anni successivi al 2015, è stato commutato nel diritto ad accedere, per il residuo periodo di diritto ai Certificati Verdi, a un nuovo tipo di incentivo, secondo quanto previsto dall'articolo 19 del D.M. 6 luglio 2012.

I Certificati Verdi sono titoli negoziabili, rilasciati dal GSE in misura proporzionale all'energia prodotta da un impianto qualificato IAFR, entrato in esercizio entro il 31 dicembre 2012, in numero variabile a seconda del tipo di fonte rinnovabile e di intervento impiantistico realizzato (nuova costruzione, riattivazione, potenziamento e rifacimento). Con la Legge 239/04 anche gli impianti di cogenerazione abbinati al teleriscaldamento (CHP-TLR) hanno avuto la possibilità di accedere, a determinate condizioni, al rilascio dei Certificati Verdi (CV-TLR).

I Certificati Verdi hanno validità triennale: quelli rilasciati per la produzione di energia elettrica in un dato anno (anno di riferimento dei CV) possono essere usati per ottemperare all'obbligo anche nei successivi due anni. Dal 2008 è stato inoltre introdotto il ritiro da parte del GSE, su richiesta dei produttori, dei Certificati Verdi eccedenti rispetto alla quota d'obbligo.

Il possesso dei Certificati Verdi dimostra l'adempimento dell'obbligo: ogni CV attesta convenzionalmente la produzione di 1 MWh di energia rinnovabile. I soggetti sottoposti all'obbligo potevano dunque ottemperarvi in due modi: immettendo in rete energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili oppure acquistando i Certificati Verdi dai produttori di energia "verde".

I Certificati Verdi venivano rilasciati in funzione dell'energia netta E_a prodotta dall'impianto, che è l'energia lorda misurata ai morsetti dei gruppi di generazione, diminuita dell'energia elettrica assorbita dai servizi ausiliari, delle perdite dei trasformatori e delle perdite di linea, fino al punto di consegna dell'energia elettrica alla rete con l'obbligo di connessione di terzi. L'energia netta prodotta, tuttavia, non costituiva sempre direttamente il termine di riferimento per il calcolo del numero dei Certificati Verdi spettanti: diversi tipi di interventi impiantistici (nuova costruzione, riattivazione, potenziamento, rifacimento totale o parziale) davano diritto a ottenere l'incentivazione di tutta o parte dell'energia elettrica netta prodotta (energia incentivata E_i), come specificato dal D.M. 18 dicembre 2008.

Per gli impianti entrati in esercizio in data successiva al 31 dicembre 2007, il GSE rilasciava i Certificati Verdi per 15 anni, moltiplicando l'energia netta E_i riconosciuta all'intervento effettuato, per la costante K , differenziata per fonte, definita dalla tabella 1 della Legge Finanziaria 2008 (aggiornata dalla Legge 99/09).

Come previsto dal D.M. 6 luglio 2012, per le produzioni dal 2013 al 2015 l'emissione dei Certificati Verdi per gli impianti qualificati IAFR è avvenuta con frequenza trimestrale, sulla base delle misure trasmesse mensilmente dai gestori di rete (non si sono dunque più applicate le modalità di emissione dei CV a preventivo sulla base di garanzie sulla producibilità attesa o di garanzie fideiussorie).

TABELLA 18 COEFFICIENTI MOLTIPLICATIVI PER IL CALCOLO DEI CERTIFICATI VERDI

NUMERAZIONE LEGGE 244/07	FONTE	COEFFICIENTE K
1	Eolica onshore	1
1 bis	Eolica offshore	1,5
3	Geotermica	0,9
4	Moto ondoso e mareomotrice	1,8
5	Idraulica	1
6	Rifiuti biodegradabili, biomasse diverse da quelle di cui al punto successivo	1,3
7	Biomasse e biogas derivanti da prodotti agricoli, di allevamento e forestali, ottenuti nell'ambito di intese di filiera, contratti quadro, o filiere corte	1,8
8	Gas di discarica e gas residuati dai processi di depurazione e biogas diversi da quelli del punto precedente	0,8

CERTIFICATI VERDI EMESSI A FAVORE DI IMPIANTI QUALIFICATI IAFR

Dal 2016 i Certificati Verdi sono stati convertiti nella nuova tipologia di incentivo prevista dall'articolo 19 del D.M. 6 luglio 2012, per cui nel 2016 non sono stati emessi CV. Relativamente alle produzioni 2015, risultano emessi dal GSE oltre 32 milioni di CV-IAFR, ripartiti fra le diverse tipologie di impianto come segue: impianti eolici 41%, bioenergie 33%, idroelettrici 22%, geotermoelettrici 4%. Una quota marginale è infine da ascrivere alla produzione degli impianti fotovoltaici che hanno richiesto e ottenuto la qualifica IAFR.

FIGURA 10 CV-IAFR EMESSI DAL GSE SUDDIVISI PER ANNO DI EMISSIONE E TIPOLOGIA DI IMPIANTO [milioni di CV]

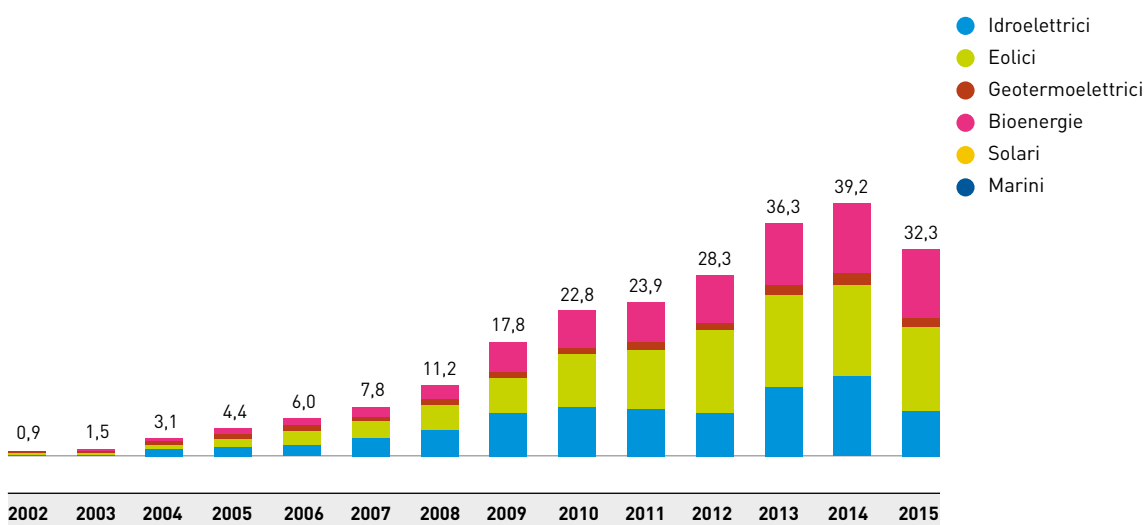
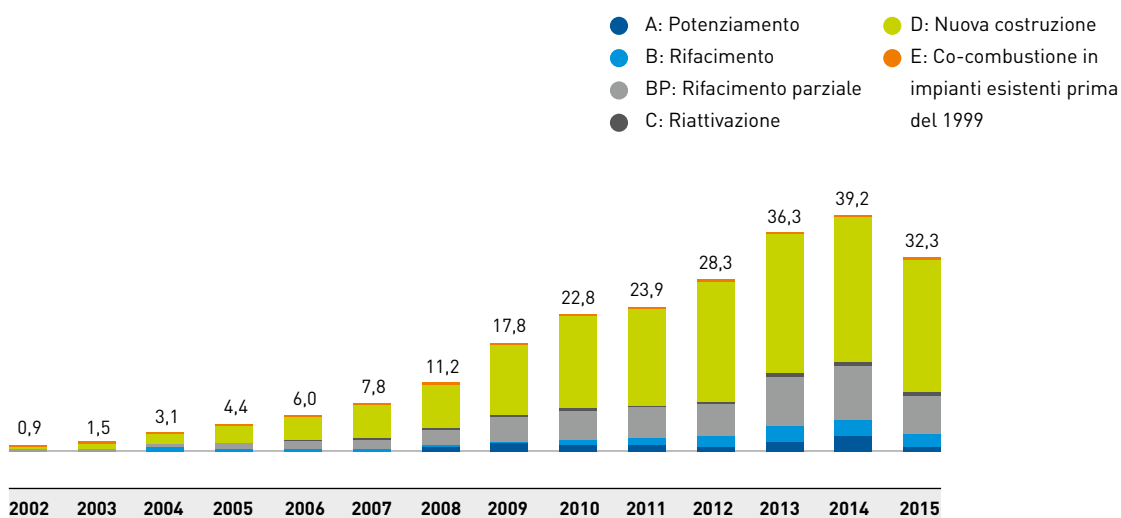


TABELLA 19 CV-IAFR EMESSI DAL GSE SUDDIVISI PER ANNO DI EMISSIONE E TIPOLOGIA DI IMPIANTO

ANNO	Idroelettrici	Eolici	Solari	Marini	Geotermoelettrici	Bioenergie	TOTALE
2002	452.750	148.000	400	-	187.100	138.352	926.602
2003	596.100	181.200	800	-	482.500	270.444	1.531.044
2004	1.501.050	464.000	800	-	606.900	509.820	3.082.570
2005	1.692.900	1.281.550	1.100	-	629.950	772.889	4.378.389
2006	2.164.799	2.002.000	2.226	-	844.850	955.532	5.969.407
2007	2.921.494	2.653.229	3.096	-	865.644	1.324.515	7.767.978
2008	4.326.803	3.670.632	4.677	0	947.333	2.229.801	11.179.246
2009	6.898.354	5.541.028	4.887	4	927.820	4.463.794	17.835.887
2010	7.854.748	8.177.325	4.160	0	983.623	5.760.843	22.780.699
2011	7.387.374	9.238.681	3.695	0	1.334.648	5.979.109	23.943.507
2012	7.036.434	12.569.099	3.009	0	1.408.723	7.286.397	28.303.662
2013	10.966.256	14.201.952	2.349	0	1.656.476	9.453.436	36.280.469
2014	12.832.609	14.037.072	2.327	0	1.605.079	10.685.276	39.162.363
2015	7.188.678	13.171.342	2.070	0	1.315.841	10.596.890	32.274.821

FIGURA 11 CV-IAFR EMESSI DAL GSE SUDDIVISI PER ANNO DI EMISSIONE E TIPOLOGIA DI INTERVENTO
 [milioni di CV]

TABELLA 20 NUMERO CV-IAFR EMESSI DAL GSE, SUDDIVISI PER ANNO DI EMISSIONE E TIPOLOGIA DI INTERVENTO

ANNO	A	B	BP	C	D	E	TOTALE
2002	179.900	10.900	135.300	41.200	503.202	56.100	926.602
2003	115.600	10.800	330.050	68.300	903.994	102.300	1.531.044
2004	726.400	24.050	528.900	87.450	1.623.620	92.150	3.082.570
2005	284.750	40.550	1.025.500	119.100	2.756.639	151.850	4.378.389
2006	212.820	83.150	1.441.005	225.052	3.844.580	162.800	5.969.407
2007	166.256	204.482	1.770.744	234.135	5.204.449	187.912	7.767.978
2008	705.061	405.680	2.360.901	284.896	7.346.221	76.487	11.179.246
2009	1.236.281	550.919	3.864.709	342.245	11.727.966	113.767	17.835.887
2010	1.151.997	775.442	4.909.546	411.105	15.432.665	99.944	22.780.699
2011	1.126.135	1.290.045	4.971.134	400.241	16.101.998	53.954	23.943.507
2012	776.362	1.864.382	5.259.594	428.516	19.908.903	65.905	28.303.662
2013	1.644.724	2.514.527	8.260.875	582.416	23.232.573	45.354	36.280.469
2014	2.740.057	2.561.215	9.115.074	456.591	24.250.901	38.525	39.162.363
2015	608.330	2.426.874	6.392.671	414.468	22.399.483	32.995	32.274.821

A: Potenziamento; B: Rifacimento; BP: Rifacimento parziale; C: Riattivazione; D: Nuova costruzione; E: Co-combustione in impianti esistenti prima del 1999

CERTIFICATI VERDI EMESSI A FAVORE DI IMPIANTI QUALIFICATI CHP-TLR

Con la Legge 239/04 anche gli impianti di cogenerazione abbinati al teleriscaldamento (CHP-TLR) hanno avuto la possibilità di accedere, a determinate condizioni, al rilascio dei Certificati Verdi (denominati in questo caso CV-TLR).

Relativamente alla produzione di energia elettrica del 2015, risultano emessi dal GSE 1,3 milioni di CV-TLR.

FIGURA 12 CV-TLR EMESSI DAL GSE SUDDIVISI PER ANNO DI EMISSIONE [milioni di CV]

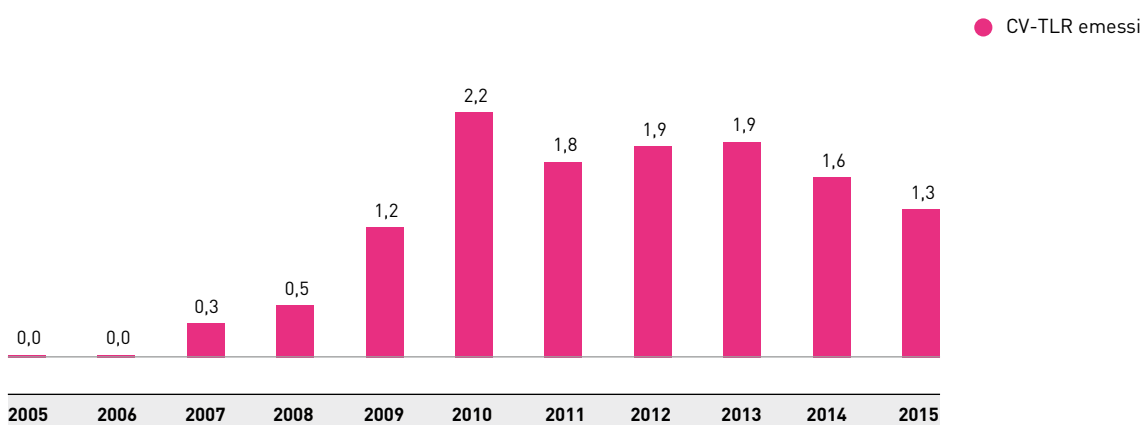


TABELLA 21 CV-TLR EMESSI DAL GSE SUDDIVISI PER ANNO DI EMISSIONE

ANNO	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
CV-TLR	2.741	34.303	305.792	465.692	1.176.654	2.184.424	1.752.727	1.883.377	1.922.645	1.604.272	1.326.003

PREZZI DI RIFERIMENTO DEL MERCATO DEI CERTIFICATI VERDI

Fino all'entrata in vigore del D.Lgs. 28/11, i prezzi presi a riferimento dal mercato dei Certificati Verdi sono stati quello di offerta e quello di ritiro dei CV da parte del GSE.

L'articolo 2, comma 148 della Legge 244/07 (Finanziaria 2008) ha stabilito che il prezzo di offerta dei CV nella titolarità del GSE venga calcolato, con cadenza annuale, come differenza tra:

- 180 €/MWh (valore di riferimento fissato dall'articolo 2, comma 148 della Legge 244/07)
- il valore medio annuo del prezzo di cessione dell'energia elettrica, di cui all'articolo 13, comma 3 del D.Lgs. 387/03, registrato nell'anno precedente, definito dall'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico con propria Delibera¹.

Per il ritiro dei CV effettuato dal GSE, fino all'entrata in vigore del D.Lgs. 28/11, sono esistiti due distinti riferimenti, uno a regime e uno transitorio.

L'articolo 2, comma 149 della Legge 244/07 prevedeva che, a partire dal 2008, entro giugno di ciascun anno, il GSE, su richiesta dei produttori, ritirasse i CV in scadenza nell'anno ulteriori rispetto a quelli necessari per assolvere l'obbligo. A tal fine il prezzo medio

NOTA 1

L'articolo 20 del D.M. 6 luglio 2012 ha cambiato questa disposizione, prevedendo che dal 2013 al 2016 il GSE offra ai soggetti obbligati i Certificati Verdi ritirati a un prezzo pari a quello di ritiro.

annuale era quello relativo alle contrattazioni di tutti i CV, indipendentemente dall'anno di riferimento, scambiati l'anno precedente sulla Borsa del GME o con contratti bilaterali. Per far fronte al sensibile eccesso di offerta registratosi negli ultimi anni, il D.M. 18 dicembre 2008 aveva inoltre introdotto una norma transitoria (articolo 15, comma 1) disponendo che, entro il mese di giugno di ogni anno, il GSE ritirasse, su richiesta dei detentori, i CV rilasciati per le produzioni relative agli anni fino al 2010. Da tale possibilità erano esclusi gli impianti di cogenerazione abbinati al teleriscaldamento. Il prezzo di ritiro era pari al prezzo medio di mercato del triennio precedente.

In termini generali si può sostenere che i prezzi di offerta e di ritiro del GSE abbiano rappresentato, rispettivamente, i valori di riferimento massimo e minimo per il mercato. Poiché le condizioni di mercato degli ultimi anni sono state caratterizzate da un'offerta che ha notevolmente superato la domanda, le contrattazioni di mercato dei CV si sono tendenzialmente attestate sul valore di riferimento minimo.

Il D.Lgs. 28/11 ha abrogato il comma 149 della Legge 244/07, 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 Legge².

Per quanto riguarda il mercato dei CV relativo alle produzioni 2015:

- il prezzo di riferimento per il mercato dei CV per l'anno 2015 è pari a 128,31 €/MWh, calcolato come differenza tra 180 €/MWh e il valore medio annuo del prezzo di cessione dell'energia elettrica registrato nel 2015, pari a 51,69 €/MWh così come definito dall'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico con la Delibera 29/2016/R/EFR;
- il prezzo di ritiro dei CV per l'anno 2015 è pari a 100,08 €/MWh (pari al 78% del suddetto prezzo di riferimento).

Il D.Lgs. 28/11 ha anche previsto che il GSE ritiri i Certificati Verdi 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.

NOTA 2

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

CERTIFICATI VERDI RITIRATI DAL GSE

Nel corso del 2016 il GSE ha ritirato circa 20,4 milioni di CV sostenendo un costo di ritiro pari a 2.067 milioni di euro

FIGURA 13 **CERTIFICATI VERDI RITIRATI DAL GSE [milioni di CV]**
(L'ANNO INDICATO IN ASCISSA È QUELLO RELATIVO AL RITIRO DEI CERTIFICATI)

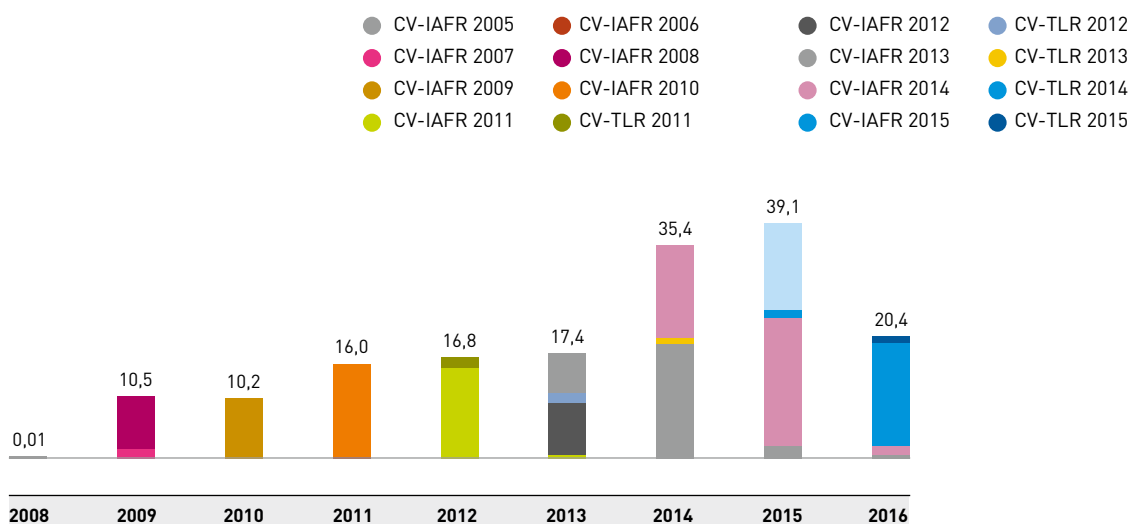


TABELLA 22 **CERTIFICATI VERDI RITIRATI DAL GSE**
(L'ANNO INDICATO NELLE COLONNE È QUELLO RELATIVO AL RITIRO DEI CERTIFICATI)

	Anno di ritiro									
	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	
CV-IAFR 2005	11.059	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CV-IAFR 2006	-	242.892	260.850	-	-	-	-	-	-	-
CV-IAFR 2007	-	1.475.346	3.659	-	-	-	-	-	-	-
CV-IAFR 2008	-	8.757.916	28.643	175.328	-	17.159	14.288	402	-	-
CV-IAFR 2009	-	-	9.865.985	325.155	-	52.886	40.272	1.543	6.692	-
CV-IAFR 2010	-	-	-	15.530.501	-	109.490	91.358	38.925	69.517	-
CV-IAFR 2011	-	-	-	-	15.189.397	612.143	68.143	48.335	52.756	-
CV-TLR 2011	-	-	-	-	1.604.561	69.029	21.535	-	-	-
CV-IAFR 2012	-	-	-	-	-	8.587.834	55.002	52.893	40.263	-
CV-TLR 2012	-	-	-	-	-	1.666.294	5.933	28.827	-	-
CV-IAFR 2013	-	-	-	-	-	6.315.413	18.844.334	1.888.208	588.912	-
CV-TLR 2013	-	-	-	-	-	-	972.625	-	43.086	-
CV-IAFR 2014	-	-	-	-	-	-	15.332.289	21.474.322	1.404.424	-
CV-TLR 2014	-	-	-	-	-	-	-	1.159.985	94.974	-
CV-IAFR 2015	-	-	-	-	-	-	-	14.365.120	16.841.972	-
CV-TLR 2015	-	-	-	-	-	-	-	-	1.275.809	-
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	

ENERGIA SOGGETTA ALL'OBBLIGO: QUANTIFICAZIONE E ASSOLVIMENTO

Per la determinazione dell'energia effettivamente soggetta all'obbligo, sui dati di autocertificazione presentati dagli operatori il GSE opera la detrazione delle esportazioni, delle importazioni esenti in quanto riconosciute come produzioni da fonte rinnovabile, della produzione riconosciuta di Cogenerazione ad Alto Rendimento e della franchigia spettante a ciascun soggetto. Tale operazione ha determinato per il 2014 un'energia soggetta all'obbligo pari a 113 TWh. Applicando la quota percentuale stabilita dal legislatore per l'anno di adempimento dell'obbligo 2015, pari al 2,52%, si è determinato un obbligo corrispondente a un totale di 2,7 milioni di Certificati Verdi.

Con la fine del meccanismo dei Certificati Verdi, il 2015 è stato l'ultimo anno di adempimento dell'obbligo.

TABELLA 23 EVOLUZIONE DELL'OBBLIGO E SUA COPERTURA [1 CV = 1 MWh]

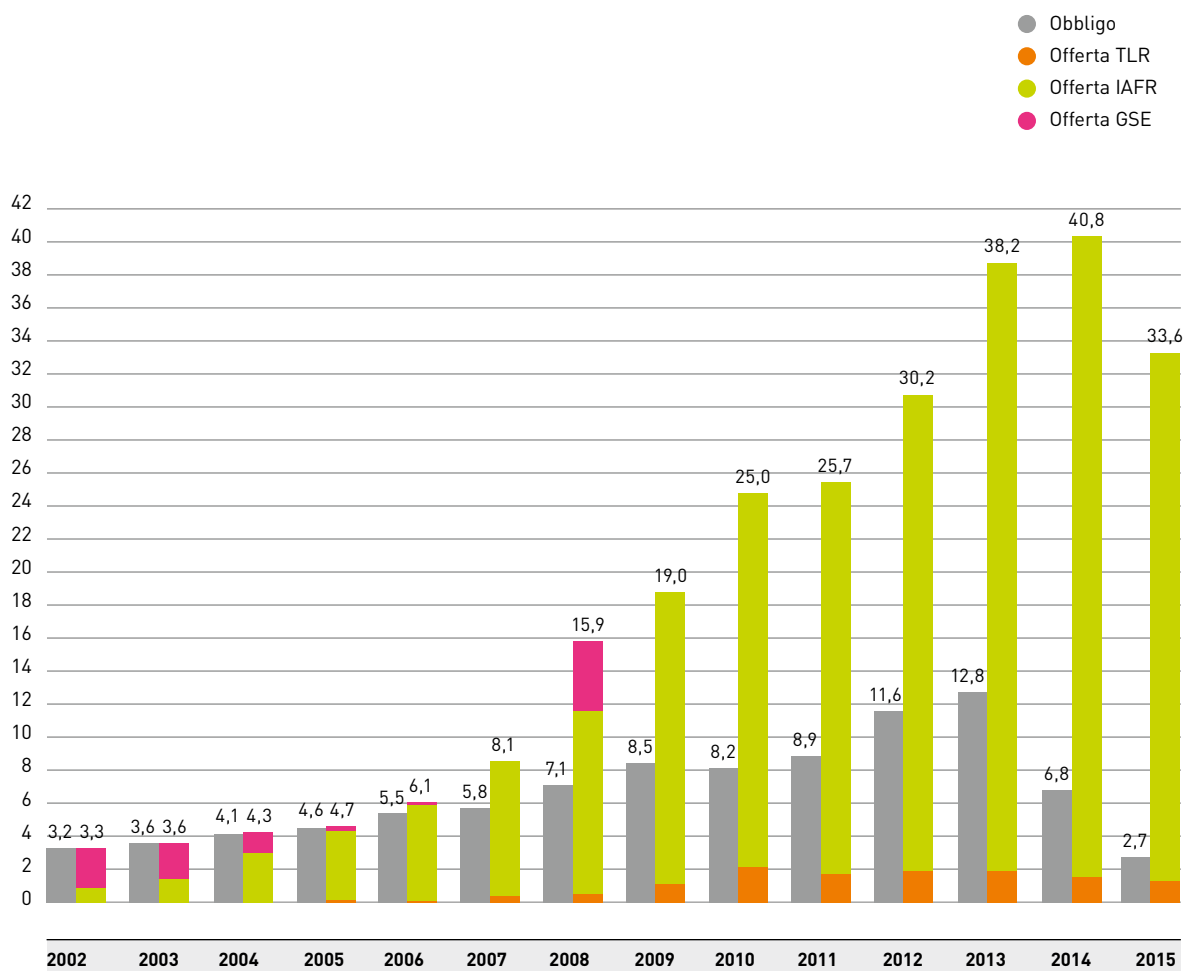
OBBLIGO			CONSUNTIVO ASSOLVIMENTO DELL'OBBLIGO				
Anno (t-1)	Energia	Quota obbligo	Anno (t)	Obbligo assolto		Operatori inadempienti	
				Obbligo CV	CV utilizzati	N.	CV
2001	161,6	2,00%	2002	3.232.400	3.232.400	0	-
2002	182,0	2,00%	2003	3.643.200	3.643.200	-	-
2003	208,5	2,00%	2004	4.145.800	4.137.800	1	8.000
2004	193,8	2,35%	2005	4.553.073	4.543.923	1	9.150
2005	202,0	2,70%	2006	5.456.337	5.395.587	5	60.750
2006	190,1	3,05%	2007	5.798.350	5.796.950	1	1.400
2007	187,0	3,80%	2008	7.106.189	7.083.074	1	23.115
2008	187,2	4,55%	2009	8.518.286	8.391.412	2	126.874
2009	155,5	5,30%	2010	8.204.370	8.115.243	3	89.127
2010	147,8	6,05%	2011	8.944.202	8.858.253	5	85.949
2011	170,7	6,80%	2012	11.607.230	10.701.220	3	906.010
2012	169,2	7,55%	2013	12.776.399	11.961.799	3	814.600
2013	135,8	5,03%	2014	6.831.649	6.655.874	5	175.775
2014	113,0	2,52%	2015	2.704.240	2.615.301	2	88.939

Il grafico che segue mostra l'evoluzione del mercato dei CV in termini di domanda e di offerta, evidenziando per quest'ultima il dettaglio delle differenti componenti che la costituiscono: CV da impianti IAFR, CV-TLR e CV immessi sul mercato da parte del GSE. Si può osservare come nei primi 3 anni di mercato l'offerta di CV dei produttori IAFR, inferiore alla domanda, sia stata integrata dai certificati venduti dal GSE.

Negli anni successivi l'offerta dei produttori IAFR ha superato la domanda e quindi l'offerta del GSE ha assunto un ruolo marginale. In questo contesto fa eccezione il mercato dei CV 2008 nel quale, nonostante l'eccesso di offerta di CV-IAFR, i soggetti obbligati hanno fatto ricorso per una quota consistente ai CV del GSE. Tale anomalia è stata causata dal fatto che per l'anno 2008 il prezzo di ritiro dei CV da parte del GSE è risultato maggiore del prezzo di offerta dei CV del GSE (valore di riferimento del merca-

to). La suddetta circostanza non si è ripetuta negli anni successivi in quanto il prezzo di offerta dei CV del GSE è tornato a essere superiore a quello di ritiro.

FIGURA 14 EVOLUZIONE DEL MERCATO DEI CV DAL 2002 AL 2015 [milioni di CV]



2.3.4 LE TARIFFE ONNICOMPRESIVE

Le Tariffe Onnicomprensive (TO), introdotte dalla Legge 244/07, costituiscono il meccanismo di incentivazione, alternativo ai Certificati Verdi, 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 3 allegata alla Legge Finanziaria 2008, con le modifiche e specificazioni di cui alla Legge 99/09, Legge 96/10 e D.Lgs. 28/11.

TABELLA 24 TARIFFE INCENTIVANTI IN REGIME DI TO

NUMERAZIONE LEGGE 244/07	FONTI	TARIFFA [€/cent/kWh]
1	Eolica per impianti di taglia inferiore a 200 kW	30
3	Geotermica	20
4	Moto ondoso e mareomotrice	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) 73/2009, alcol etilico di origine agricola proveniente dalla distillazione dei sottoprodotti della vinificazione	28
8	Gas di scarica, gas residuati dai processi di depurazione, biocombustibili liquidi diversi da quelli del punto precedente ⁽¹⁾	18

(1) 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 2016, 2.874 impianti risultano aver beneficiato delle Tariffe Onnicomprensive, per una potenza complessiva di 1.658 MW.

Si osserva come gli impianti a biogas siano i più rappresentativi in termini sia di numerosità (1.094) sia di potenza (812 MW).

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

FIGURA 15 EVOLUZIONE DEL NUMERO DEGLI IMPIANTI IN REGIME DI TO [n.]

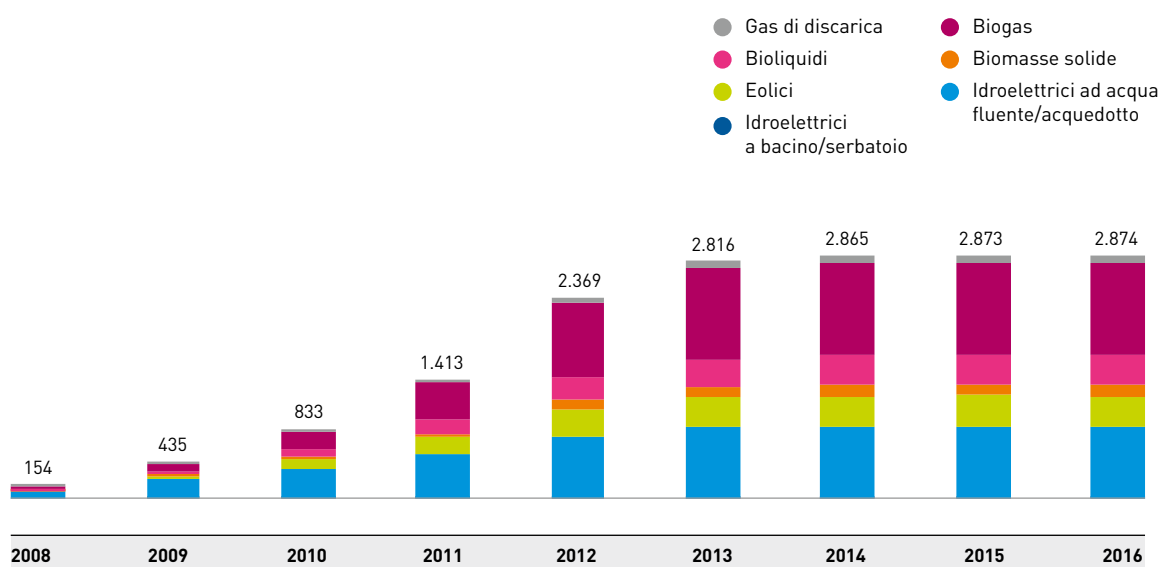


TABELLA 25 EVOLUZIONE DEL NUMERO DEGLI IMPIANTI IN REGIME DI TO, PER TIPOLOGIA DI IMPIANTO [n.]

TIPOLOGIA DI IMPIANTO	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Idroelettrici a bacino/serbatoio	-	4	5	6	11	12	12	12	12
Idroelettrici ad acqua fluente/acquedotto	95	224	352	508	727	824	834	835	835
Eolici	3	40	107	206	318	365	365	369	368
Biomasse solide	5	13	33	55	106	131	133	131	131
Bioliquidi	8	35	78	161	276	321	347	352	353
Biogas	32	96	217	428	863	1.084	1.093	1.093	1.094
Gas di scarica	11	23	41	49	68	79	81	81	81
TOTALE	154	435	833	1.413	2.369	2.816	2.865	2.873	2.874

FIGURA 16 EVOLUZIONE DELLA POTENZA DEGLI IMPIANTI IN REGIME DI TO [MW]

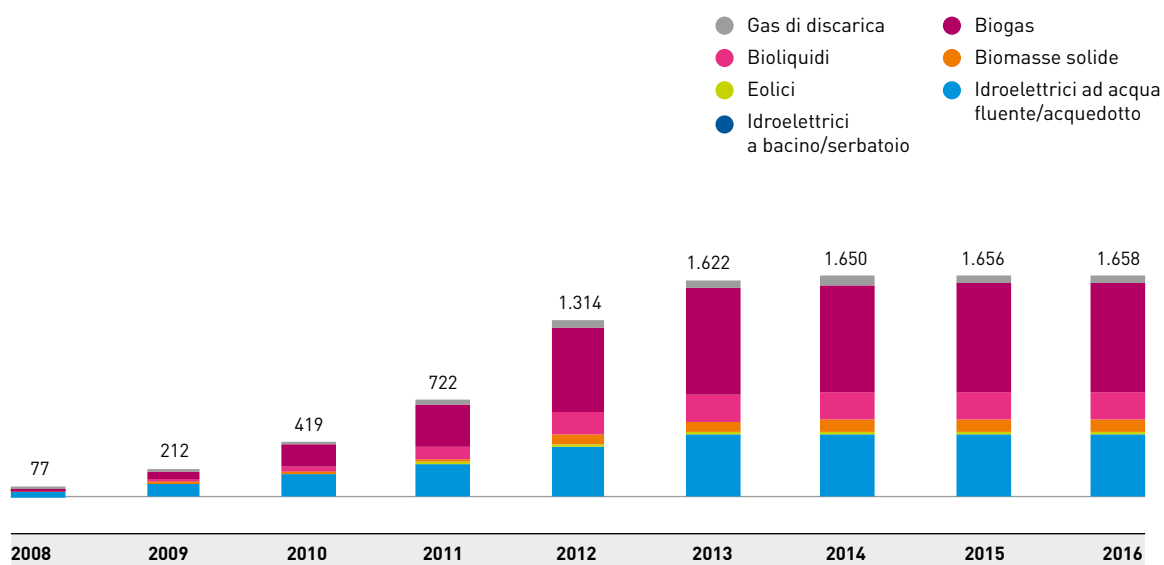


TABELLA 26 EVOLUZIONE DELLA POTENZA DEGLI IMPIANTI IN REGIME DI TO, PER TIPOLOGIA DI IMPIANTO [MW]

TIPOLOGIA DI IMPIANTO	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Idroelettrici a bacino/serbatoio	-	2	4	4	7	7	7	7	7
Idroelettrici ad acqua fluente/acquedotto	44	106	165	249	381	461	465	467	468
Eolici	0	2	4	9	18	21	21	22	22
Biomasse solide	3	8	19	30	60	81	81	80	80
Bioliquidi	5	21	43	88	164	190	206	209	209
Biogas	18	58	156	304	634	802	809	811	812
Gas di discarica	7	15	28	36	51	59	60	60	60
TOTALE	77	212	419	722	1.314	1.622	1.650	1.656	1.658

ENERGIA RITIRATA E CORRISPETTIVI EROGATI

Nel 2016 è stato ritirato un quantitativo di energia convenzionata in regime di Tariffa Onnicomprensiva pari a 8.764 GWh, per un corrispettivo economico erogato dal GSE pari a 2.307 milioni di euro.

Gli impianti a biogas sono di gran lunga i più rilevanti in termini sia di energia ritirata (5.877 GWh) sia di corrispettivi erogati (1.634 milioni di euro).

FIGURA 17 EVOLUZIONE DELL'ENERGIA RITIRATA IN REGIME DI TO [GWh]

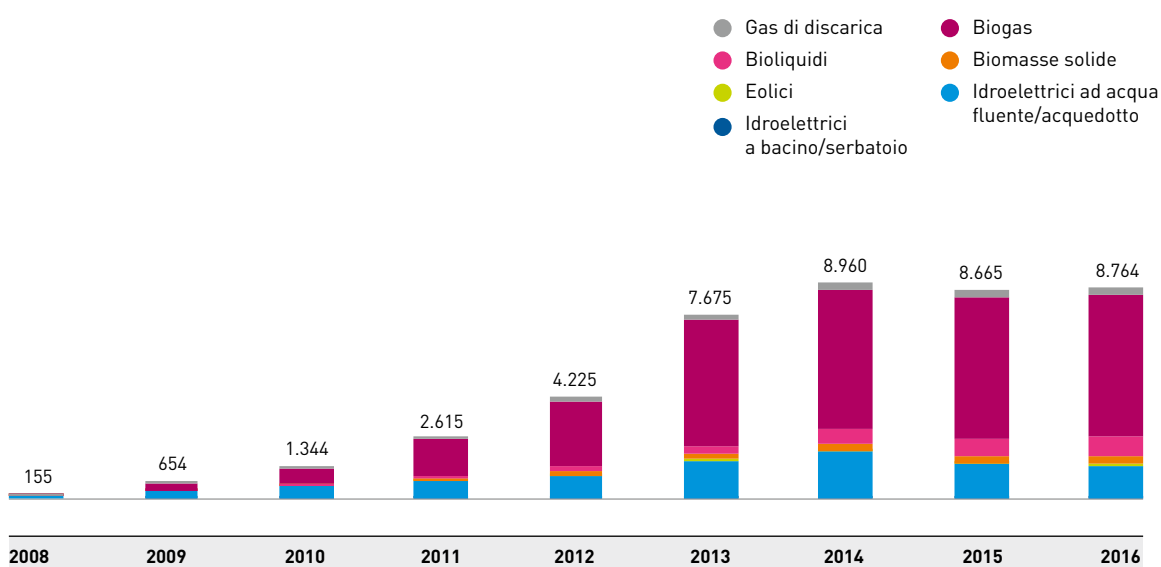


TABELLA 27 EVOLUZIONE DELL'ENERGIA RITIRATA IN REGIME DI TO, PER TIPOLOGIA DI IMPIANTO [GWh]

TIPOLOGIA DI IMPIANTO	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Idroelettrici a bacino/serbatoio	-	5	6	8	11	22	26	21	18
Idroelettrici ad acqua fluente/acquedotto	74	274	516	702	931	1.568	1.902	1.424	1.378
Eolici	0	0	2	5	13	20	22	20	24
Biomasse solide	1	20	41	89	157	300	336	339	349
Bioliquidi	6	45	96	126	199	300	590	734	867
Biogas	62	260	565	1.513	2.711	5.188	5.792	5.860	5.877
Gas di scarica	12	49	120	172	204	276	291	267	251
TOTALE	155	654	1.344	2.615	4.225	7.675	8.960	8.665	8.764

FIGURA 18 EVOLUZIONE DEI CORRISPETTIVI EROGATI RELATIVI AGLI IMPIANTI IN REGIME DI TO [mln €]

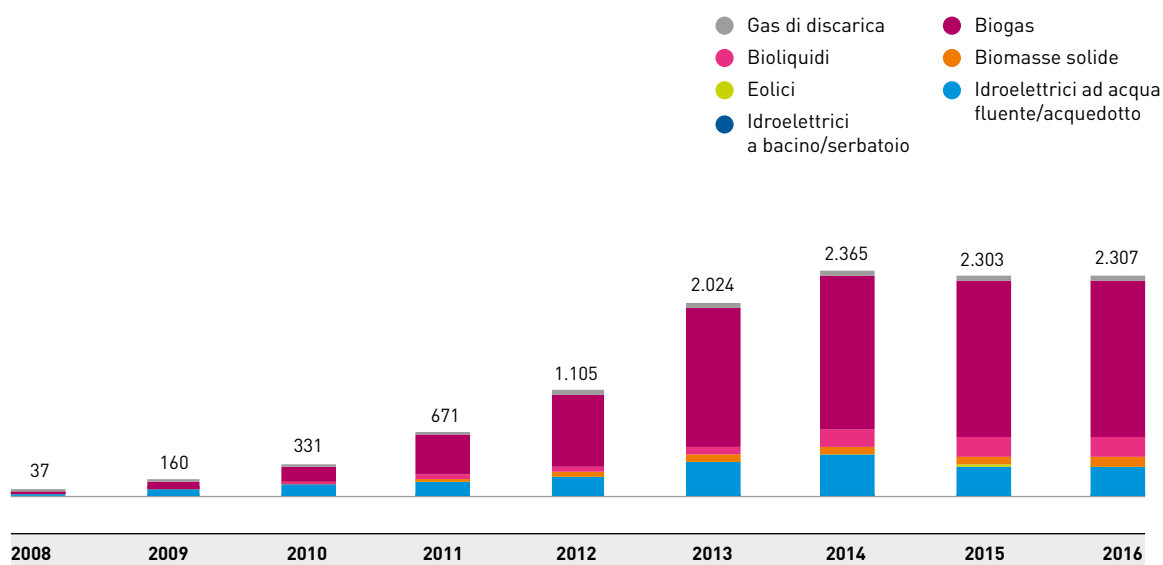


TABELLA 28 EVOLUZIONE DEI CORRISPETTIVI EROGATI PER LA TO, PER TIPOLOGIA DI IMPIANTO [mln €]

TIPOLOGIA DI IMPIANTO	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Idroelettrici a bacino/serbatoio	-	1	1	2	2	5	6	5	5
Idroelettrici ad acqua fluente/acquedotto	16	60	114	154	205	345	418	308	296
Eolici	0	0	1	1	4	6	6	6	7
Biomasse solide	0	5	11	25	44	84	94	95	97
Bioliquidi	1	10	24	34	54	84	169	206	222
Biogas	17	74	158	424	759	1.451	1.619	1.636	1.634
Gas di discarica	2	9	22	31	37	50	52	48	45
TOTALE	37	160	331	671	1.105	2.024	2.365	2.303	2.307

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 Certificati Verdi, Tariffe Onnicomprensive e tariffe premio. Agli operatori è stata data la possibilità di optare per l'estensione del periodo di incentivazione di 7 anni, a fronte di una riduzione dell'incentivo, determinata al fine di redistribuire l'incentivo spettante nel periodo residuo in un nuovo periodo esteso di ulteriori 7 anni, con un tasso d'interesse tra il 2% e il 3,2%, specifico per tecnologia; alternatively, gli operatori hanno potuto optare per il mantenimento dell'incentivo spettante per il periodo residuo, nel qual caso però, per un periodo di dieci anni decorrenti dal termine dell'incentivazione, interventi di qualunque tipo realizzati sullo stesso sito non potranno accedere ad altri incentivi né al Ritiro Dedicato o allo Scambio sul Posto.

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.

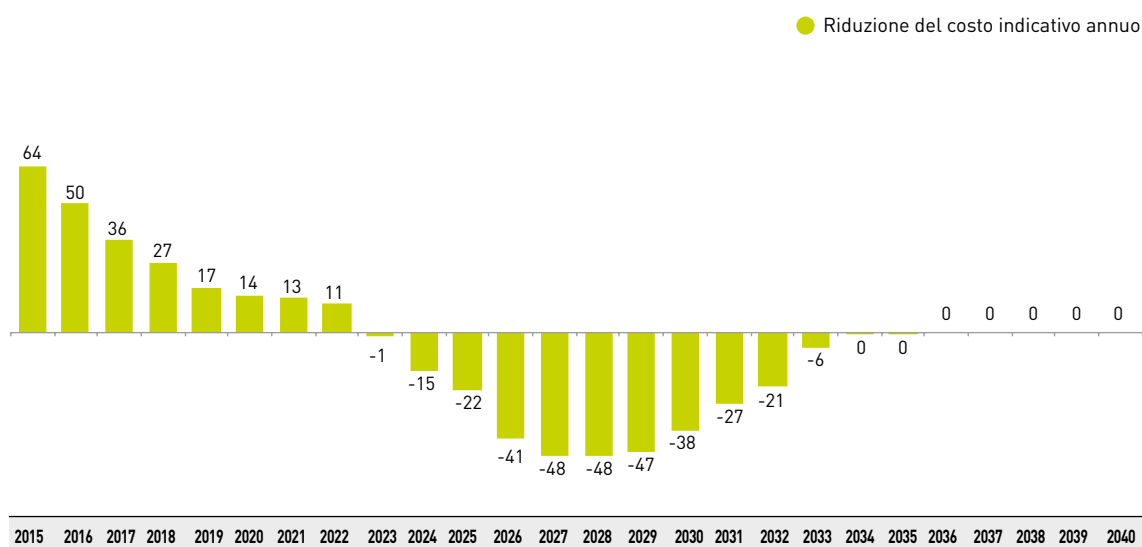
TABELLA 29 ADESIONE DEGLI IMPIANTI NON FOTOVOLTAICI ALLA RIMODULAZIONE VOLONTARIA

TIPOLOGIA DI IMPIANTO	Numero	Potenza [MW]	Periodo residuo medio [anni]	Fattore di riduzione medio incentivo
Idroelettrico	198	755,7	5,4	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	11	12,5	5,6	57%
TOTALE	236	933,6	5,4	59%

Gli impianti che risultano aver aderito alla rimodulazione sono 236 (di cui 174 a CV e 62 a TO), per una potenza complessiva di 934 MW (di cui 907 a CV e 27 a TO); si osserva una netta prevalenza della fonte idraulica. La riduzione del costo indicativo annuo degli incentivi risulta pari, per il 2016, a circa 50 milioni di euro, di cui circa 38 milioni di euro ascrivibili all'idroelettrico.

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.

FIGURA 19 **SCENARIO DI RIDUZIONE DEL COSTO INDICATIVO ANNUO ASSOCIATO ALLA RIMODULAZIONE VOLONTARIA DEGLI IMPIANTI NON FOTOVOLTAICI [mln €]**



Si osserva una riduzione del costo indicativo annuo decrescente fino al 2022, seguita da un aumento dell'onere fino a circa 50 milioni di euro nel 2027-2029; tale incremento quindi gradualmente esaurisce i suoi effetti, fino ad annullarsi nel 2034.

2.4 IL CIP6/92

Ai sensi dell'articolo 3, comma 12 del D.Lgs. 79/99, 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 Legge 9/91 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 Delibera AEEGSI 81/99 per gli impianti da fonti rinnovabili o assimilate delle imprese produttrici-distributrici soggetti al titolo IV lettera B del provvedimento CIP6/92;
- impianti titolari di convenzione di cessione delle eccedenze di energia elettrica ai quali è riconosciuta la tariffa prevista dalla Delibera AEEGSI 108/97.

2.4.1 RISULTATI NEL PERIODO 2007-2016

Nel decennio compreso tra il 2007 e il 2016 il GSE ha ritirato un volume complessivo di energia pari a circa 257 TWh (209,5 TWh da fonti assimilate e 47,5 TWh da fonti rinnovabili) per un controvalore cumulato di circa 30,4 miliardi di euro (21,6 miliardi di euro per le assimilate e 8,8 miliardi di euro per le rinnovabili), con una remunerazione media pari a circa 118 €/MWh (103 €/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 47 TWh del 2007 ai 9 TWh del 2016), per effetto della progressiva scadenza delle convenzioni di cessione destinata CIP6/92, con conseguente riduzione della potenza contrattualizzata dai circa 7.500 MW del 2007 ai circa 1.200 MW del 2016.

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

Nel 2016 l'energia ritirata dal GSE ammonta a 9.185 GWh, 7.224 GWh da fonti assimilate e 1.961 GWh da fonti rinnovabili. Il costo sostenuto è stato pari a 928 milioni di euro, 578 milioni di euro per le fonti assimilate (remunerazione media di 80 €/MWh) e 350 milioni di euro per le fonti rinnovabili (179 €/MWh).

TABELLA 30 NUMERO CONVENZIONI NEL PERIODO 2007-2016

TIPOLOGIA DI IMPIANTO	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Impianti alimentati a combustibili di processo o residui o recuperi di energia	11	11	10	10	6	6	3	1	1	1
Impianti alimentati a combustibili fossili o idrocarburi	34	26	22	20	10	5	3	1	1	1
Totale fonti assimilate	45	37	32	30	16	11	6	2	2	2
Impianti idroelettrici	48	39	19	5	1	1	0	0	0	0
Impianti geotermici	6	4	4	0	0	0	0	0	0	0
Impianti eolici	59	56	46	38	31	15	15	13	10	2
Impianti solari	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Biomasse, biogas e rifiuti	216	192	164	116	87	71	56	52	32	27
Totale fonti rinnovabili	329	291	233	159	119	87	71	65	42	29
TOTALE	374	328	265	189	135	98	77	67	44	31

TABELLA 31 POTENZA CONTRATTUALE NEL PERIODO 2007-2016 [MW]

TIPOLOGIA DI IMPIANTO	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Impianti alimentati a combustibili di processo o residui o recuperi di energia	2.155	2.155	2.139	2.139	1.630	1.630	1.195	548	548	548
Impianti alimentati a combustibili fossili o idrocarburi	3.028	2.388	2.285	2.149	991	603	511	356	356	356
Totale fonti assimilate	5.183	4.543	4.424	4.288	2.621	2.233	1.706	904	904	904
Impianti idroelettrici	368	181	116	13	0	0	0	0	0	0
Impianti geotermici	157	123	123	0	0	0	0	0	0	0
Impianti eolici	810	766	622	498	346	161	161	150	121	21
Impianti solari	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Biomasse, biogas e rifiuti	801	744	839	705	652	588	426	403	343	322
Totale fonti rinnovabili	2.136	1.814	1.700	1.215	998	749	587	553	465	343
TOTALE	7.319	6.358	6.124	5.503	3.620	2.982	2.293	1.457	1.369	1.247

TABELLA 32 ENERGIA ELETTRICA RITIRATA, EX ARTICOLO 3, COMMA 12 DEL D.LGS. 79/99, SUDDIVISIONE PER NORMATIVA DI RIFERIMENTO [GWh]

NORMATIVA DI RIFERIMENTO	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
CIP6/92 e Delibera 81/99	46.464	41.678	36.217	37.702	26.684	22.441	15.849	11.535	9.105	9.185
Delibera 108/97	117	54	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTALE	46.580	41.733	36.217	37.702	26.684	22.441	15.849	11.535	9.105	9.185

TABELLA 33 ENERGIA ELETTRICA RITIRATA, EX ARTICOLO 3, COMMA 12 DEL D.LGS. 79/99: SUDDIVISIONE PER TIPOLOGIA DI IMPIANTO [GWh]

TIPOLOGIA DI IMPIANTO	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Impianti alimentati a combustibili di processo o residui o recuperi di energia	17.163	16.236	13.845	16.197	15.071	12.564	9.204	6.422	4.430	4.572
Impianti alimentati a combustibili fossili o idrocarburi	21.173	18.049	15.532	15.363	6.736	5.776	3.413	2.607	2.478	2.652
Totale fonti assimilate	38.336	34.284	29.377	31.560	21.807	18.340	12.617	9.028	6.909	7.224
- quota % totale fonti assimilate	82,3%	82,2%	81,1%	83,7%	81,7%	81,7%	79,6%	78,3%	75,9%	78,6%
Impianti idroelettrici	703	715	455	175	7	0	0	0	0	0
Impianti geotermici	1.237	813	764	283	0	0	0	0	0	0
Impianti eolici	1.281	1.153	878	816	465	328	199	203	168	142
Impianti solari	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Biomasse, biogas e rifiuti	5.025	4.766	4.744	4.868	4.404	3.772	3.033	2.304	2.029	1.819
Totale fonti rinnovabili	8.245	7.448	6.840	6.142	4.876	4.100	3.232	2.507	2.196	1.961
- quota % totale fonti rinnovabili	17,7%	17,8%	18,9%	16,3%	18,3%	18,3%	20,4%	21,7%	24,1%	21,4%
TOTALE	46.580	41.733	36.217	37.702	26.684	22.441	15.849	11.535	9.105	9.185

TABELLA 34 COSTO DI INCENTIVAZIONE, EX ARTICOLO 3, COMMA 12 DEL D.LGS. 79/99: SUDDIVISIONE PER TIPOLOGIA DI IMPIANTO [mln €]

TIPOLOGIA DI IMPIANTO	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Impianti alimentati a combustibili di processo o residui o recuperi di energia	1.930,9	2.125,8	1.412,6	1.501,0	1.599,1	1.527,3	1.089,9	646,6	426,2	371,7
Impianti alimentati a combustibili fossili o idrocarburi	1.818,3	1.841,5	1.459,1	1.370,3	707,4	701,2	405,0	262,6	236,7	206,0
Totale fonti assimilate	3.749,2	3.967,2	2.871,7	2.871,4	2.306,5	2.228,5	1.494,9	909,3	662,9	577,7
- quota % totale fonti assimilate	71,7%	72,6%	69,6%	72,4%	72,4%	74,9%	71,2%	65,9%	62,4%	62,3%
Impianti idroelettrici	94,7	115,6	63,7	26,0	0,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Impianti geotermici	176,9	130,3	117,9	43,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Impianti eolici	172,6	176,8	111,4	78,3	47,7	38,1	22,4	19,5	15,4	11,0
Impianti solari	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Biomasse, biogas e rifiuti	1.039,3	1.072,1	962,7	944,8	832,4	708,7	581,0	451,8	384,9	339,2
Totale fonti rinnovabili	1.483,4	1.494,7	1.255,7	1.092,6	881,0	746,9	603,5	471,3	400,2	350,2
- quota % totale fonti rinnovabili	28,3%	27,4%	30,4%	27,6%	27,6%	25,1%	28,8%	34,1%	37,6%	37,7%
TOTALE	5.232,6	5.462,0	4.127,4	3.963,9	3.187,4	2.975,4	2.098,4	1.380,6	1.063,2	927,9

TABELLA 35 **COSTO SPECIFICO DI INCENTIVAZIONE, EX ARTICOLO 3, COMMA 12 DEL D.LGS. 79/99:
SUDDIVISIONE PER TIPOLOGIA DI IMPIANTO [€/MWh]**

TIPOLOGIA DI IMPIANTO	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Impianti alimentati a combustibili di processo o residui o recuperi di energia	112,5	130,9	102,0	92,7	106,1	121,6	118,4	100,7	96,2	81,3
Impianti alimentati a combustibili fossili o idrocarburi	85,9	102,0	93,9	89,2	105,0	121,4	118,6	100,8	95,5	77,7
Media fonti assimilate	97,8	115,7	97,8	91,0	105,8	121,5	118,5	100,7	96,0	80,0
Impianti idroelettrici	134,8	161,6	140,1	148,4	125,4	130,7	112,2	0,0	0,0	0,0
Impianti geotermici	143,0	160,2	154,4	153,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Impianti eolici	134,8	153,3	126,9	95,9	102,5	116,0	112,9	96,2	91,7	77,6
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	206,8	224,9	202,9	194,1	189,0	187,9	191,5	196,1	189,7	186,4
Media fonti rinnovabili	179,9	200,7	183,6	177,9	180,7	182,1	186,7	188,0	182,2	178,6
MEDIA	112,3	130,9	114,0	105,1	119,5	132,6	132,4	119,7	116,8	101,0

Ai sensi di quanto previsto all'articolo 3, comma 13 del D.Lgs. 79/99, 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'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico tra gli oneri di sistema e posta a carico della componente tariffaria 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 corso del 2016 è stato aggiornato in adeguamento al D.M. 23 giugno 2016 che, all'articolo 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, sul sito internet del GSE, 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 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 (l'ex CV);
- Tariffe Onnicomprensive ai sensi del D.M. 18 dicembre 2008 (TO);
- Conto Energia solare termodinamico (CSP);
- Incentivi introdotti dal D.M. 6 luglio 2012;
- Incentivi introdotti dal D.M. 23 giugno 2016.

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

Oltre a considerare il costo imputabile agli impianti in esercizio, si tiene conto di quelli in posizione utile nelle graduatorie dei registri e delle aste al ribasso, considerando in particolare le date presunte di entrata in esercizio degli impianti inseriti nelle predette graduatorie e l'eventuale decadenza di una parte di essi sulla base dei dati storici a disposizione. Nel caso degli impianti alimentati a rifiuti, anche se essi hanno avuto accesso all'incentivazione sul totale dell'energia prodotta, nel contatore vengono inclusi solo gli oneri attribuibili all'incentivazione della frazione biodegradabile.

Nel caso di incentivi calcolati per differenza rispetto a tariffe incentivanti costanti, quali le Tariffe 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 (articolo 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'articolo 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'articolo 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 miliardi di euro, 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 2016, il contatore FER elettriche si è attestato sul valore di 5.579 milioni di euro, ripartiti come segue tra i diversi meccanismi di incentivazione: 3.167 milioni di euro per l'incentivo ex Certificati Verdi; 1.856 milioni di euro per la Tariffa Onnicomprehensive; 162 milioni di euro per il CIP6/92; 367 milioni di euro per gli impianti entrati in esercizio ai sensi del D.M. 6 luglio 2012; 26 milioni di euro per gli impianti entrati in esercizio ai sensi del D.M. 23 giugno 2016; 1 milione di euro per gli impianti che beneficiano del Conto Energia per il solare termodinamico.

Il costo indicativo medio, ottenuto come media dei valori mensili del triennio successivo, risulta pari a 5.437 milioni di euro, e presenta nel medio periodo un trend prevalentemente decrescente, in quanto influenzato principalmente dalle uscite dal perimetro di incentivazione.

TABELLA 36 COSTO INDICATIVO ANNUO DELLE FER ELETTRICHE DIVERSE DAL FOTOVOLTAICO AL 31 DICEMBRE 2016 [mln €]

FONTE	I ex CV	TO	CIP6/92	D.M. 6 luglio 2012	D.M. 23 giugno 2016	Conto Energia solare termodinamico	Totale
Moto ondoso	0	0	-	0	0	0	0
Solare CSP	0	0	0	0	0	1	1
Geotermica	123	0	-	10	0	0	134
Bioliquidi	395	131	-	0	0	0	526
Biomasse	495	80	159	44	6	0	783
Idraulica	733	276	-	119	11	0	1.138
Eolica	1.341	5	1	128	4	0	1.480
Biogas	80	1.365	1	66	5	0	1.518
TOTALE	3.167	1.856	162	367	26	1	5.579

FIGURA 20 COSTO INDICATIVO ANNUO DELLE FER ELETTRICHE DIVERSE DAL FOTOVOLTAICO AL 31 DICEMBRE 2016 [mln €]

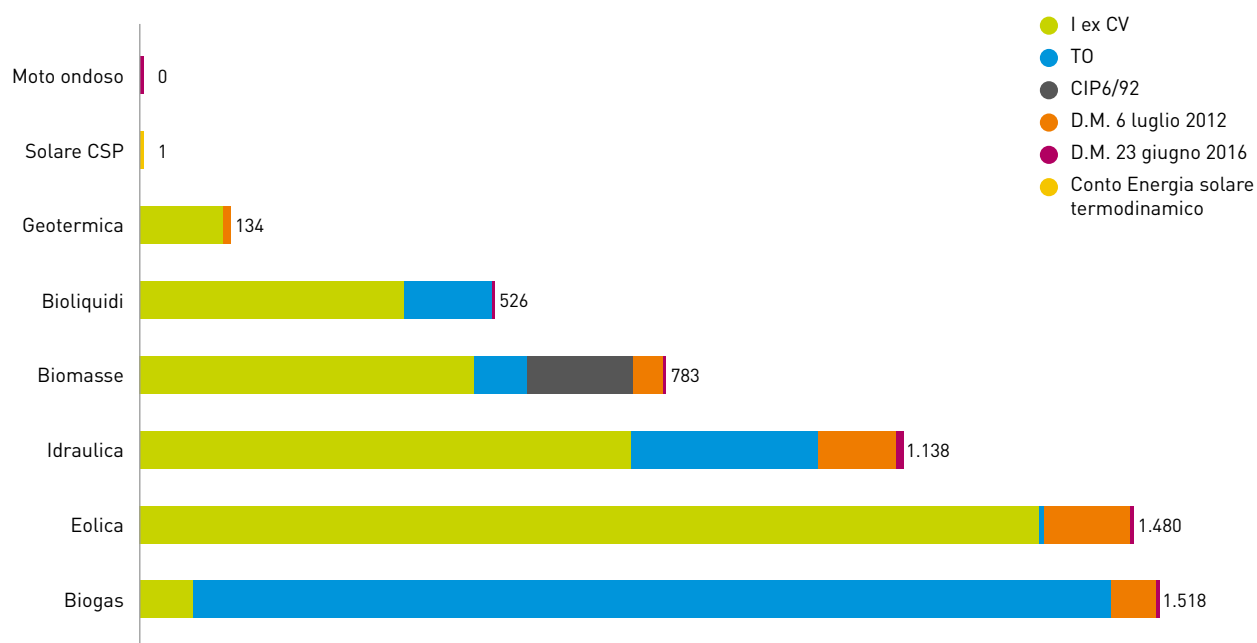
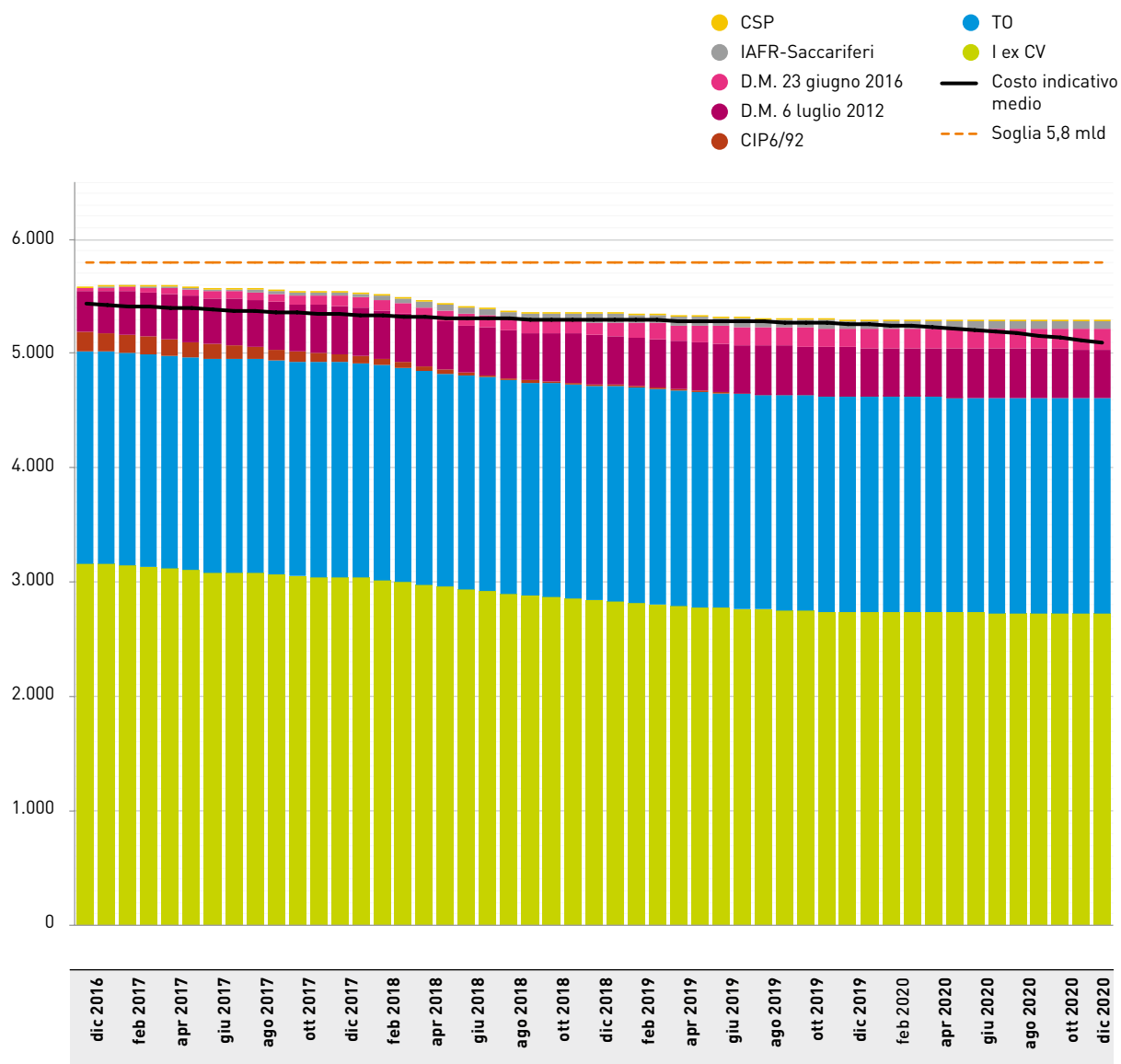


FIGURA 21 SCENARIO EVOLUTIVO DEL COSTO INDICATIVO ANNUO E COSTO INDICATIVO MEDIO ANNUO PER MECCANISMO [mln €]

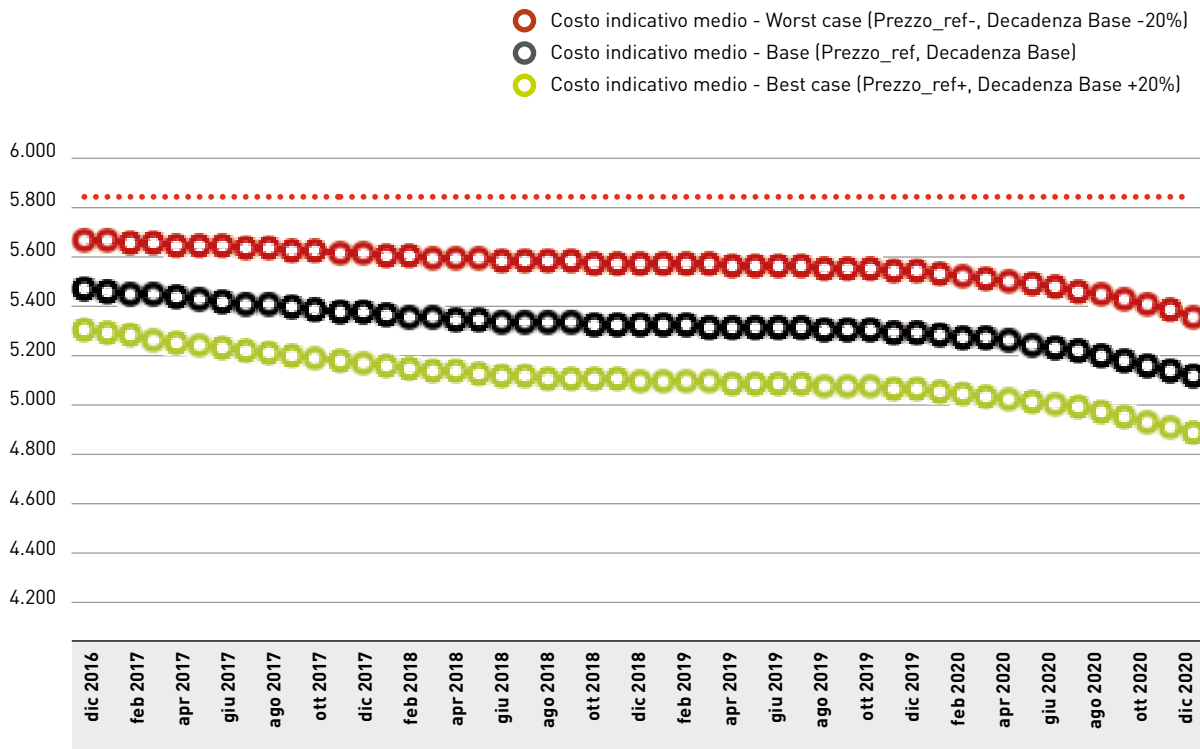


Oltre allo scenario evolutivo base, elaborato ai sensi del D.M. 23 giugno 2016, il GSE conduce periodicamente un'analisi di sensitività sui parametri di maggior impatto sul costo indicativo, in modo da individuare un possibile range di variabilità del costo indicativo medio e della sua distanza dal limite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

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

A titolo esemplificativo, si riporta di seguito lo scenario del costo indicativo medio pubblicato contestualmente al contatore al 31 dicembre 2016, 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 22 SENSIBILITÀ DEL COSTO INDICATIVO MEDIO AI PRINCIPALI PARAMETRI DI CALCOLO [mln €]



A dicembre 2016, gli scenari di sensibilità sviluppati descrivono un intervallo di variabilità del costo indicativo medio di circa 350 milioni di euro intorno al caso base. Tale intervallo tende a incrementarsi nel medio termine, fino a un massimo di circa 460 milioni di euro.

2.6 IL CONTO ENERGIA

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

Nei seguenti paragrafi è sinteticamente descritta l'evoluzione normativa del Conto Energia e vengono illustrati i principali risultati dell'incentivazione dell'energia solare nel 2016.

2.6.1 CONTO ENERGIA PER GLI IMPIANTI FOTOVOLTAICI

QUADRO NORMATIVO

Il Conto Energia premia con tariffe incentivanti l'energia prodotta dagli impianti fotovoltaici per un periodo di venti anni.

Questo meccanismo, già previsto dal D.Lgs. 387/03, è diventato operativo in seguito all'entrata in vigore dei Decreti interministeriali del 28 luglio 2005 e del 6 febbraio 2006 (Primo Conto Energia).

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 Conto Energia, 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 Conto Energia, 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 129 del 13 agosto 2010 (cosiddetta "Legge Salva Alcoa") sono poi state confermate le tariffe dell'anno 2010 del Secondo Conto Energia 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. 28/11 è stato pubblicato il D.M. 5 maggio 2011 (Quarto Conto Energia) 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 miliardi di euro.

Con l'avvicinarsi al limite di costo individuato, è stato pubblicato l'ulteriore D.M. 5 luglio 2012 (Quinto Conto Energia). A seguito della comunicazione all'AEEGSI da parte del GSE, in cui si è attestato il raggiungimento alla data del 12 luglio 2012 del costo indicativo cumulato annuo di 6 miliardi di euro, 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 Conto Energia".

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

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

Il Quinto Conto Energia ha confermato in parte le disposizioni già previste dal Quarto Conto Energia 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 Tariffa Onni-comprendente, determinata sulla base della potenza e della tipologia di impianto;
 - per gli impianti di potenza nominale superiore a 1 MW è stato previsto il riconoscimento della differenza fra una tariffa di riferimento e il prezzo zonale orario (essendo la valorizzazione dell'energia elettrica nella responsabilità del produttore).

Le disposizioni di incentivazione degli impianti fotovoltaici hanno cessato di applicarsi (nel senso che non potevano accedere operatori ulteriori rispetto a quelli che avevano già ottenuto il diritto all'incentivazione) il 6 luglio 2013, decorsi 30 giorni dalla data di raggiungimento del costo indicativo cumulato annuo di 6,7 miliardi di euro. Tale data è stata individuata dall'AEEGSI con la Delibera 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 a impianti interessati da specifiche proroghe. Nel corso del 2016 tale possibilità ha continuato ad applicarsi esclusivamente agli impianti conformi alle regole del Quarto Conto Energia, entrati in esercizio entro il 30 settembre 2016, interessati dalle disposizioni normative relative agli interventi urgenti in favore delle popolazioni colpite dagli eventi sismici che hanno interessato il territorio delle province di Bologna, Modena, Ferrara, Mantova, Reggio Emilia e Rovigo, il 20 e il 29 maggio 2012.

IMPIANTI ENTRATI IN ESERCIZIO AL 31 DICEMBRE 2016 CON IL CONTO ENERGIA

Il meccanismo d'incentivazione in Conto Energia, 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.

Al 31 dicembre 2016 risultano entrati in esercizio ai sensi del Conto Energia 550.587 impianti, per una potenza totale di 17.734 MW, di cui:

- 5.723 con il Primo Conto Energia, per una potenza di 163 MW;
- 203.726 con il Secondo Conto Energia, per una potenza di 6.840 MW;
- 38.660 con il Terzo Conto Energia, per una potenza di 1.555 MW;
- 204.562 con il Quarto Conto Energia, per una potenza di 7.772 MW;
- 97.916 con il Quinto Conto Energia, per una potenza di 1.404 MW.

L'articolo 7 del D.M. 19 febbraio 2007 (Secondo Conto Energia) 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 Conto Energia. Al 31 dicembre 2016 sono pervenute complessivamente 3.053 richieste.

FIGURA 23 EVOLUZIONE STORICA DEL NUMERO E DELLA POTENZA DEGLI IMPIANTI FOTOVOLTAICI ENTRATI IN ESERCIZIO, SUDDIVISI PER CONTO ENERGIA DI RIFERIMENTO

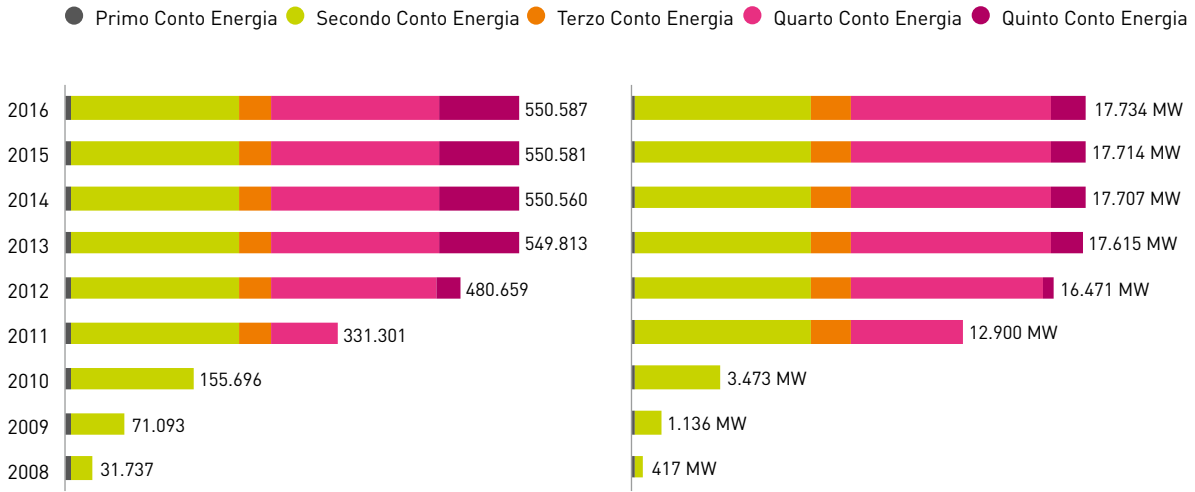
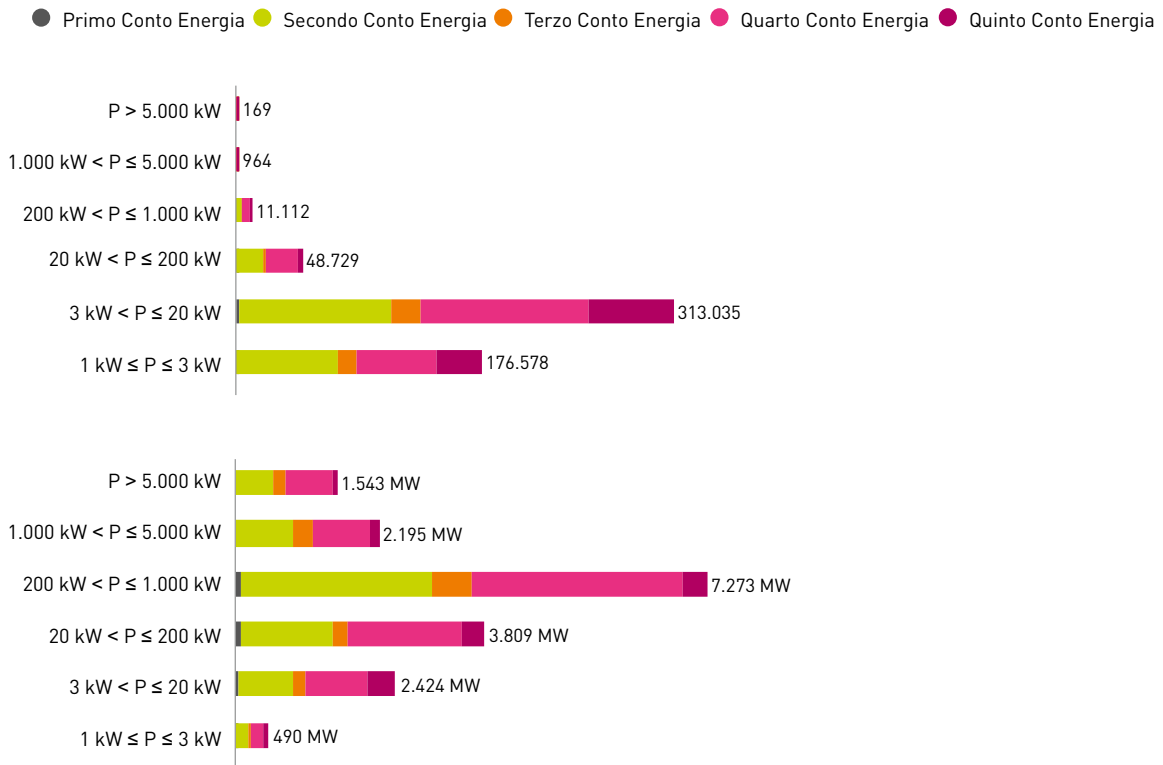


FIGURA 24 DISTRIBUZIONE DEL NUMERO E DELLA POTENZA DEGLI IMPIANTI FOTOVOLTAICI ENTRATI IN ESERCIZIO, PER CLASSE DI POTENZA E CONTO ENERGIA DI RIFERIMENTO



**TABELLA 37 IMPIANTI INCENTIVATI CON IL CONTO ENERGIA IN ESERCIZIO AL 31 DICEMBRE 2016:
 SUDDIVISIONE PER REGIONI E CLASSI DI POTENZA**

REGIONE	CLASSE 1: 1 kW ≤ P ≤ 3 kW		CLASSE 2: 3 kW < P ≤ 20 kW		CLASSE 3: 20 kW < P ≤ 200 kW	
	Numero	Potenza [kW]	Numero	Potenza [kW]	Numero	Potenza [kW]
Puglia	11.309	31.755	22.145	168.407	2.865	208.303
Lombardia	27.411	76.127	39.133	300.527	8.884	709.576
Emilia Romagna	19.282	50.937	25.777	208.983	5.964	475.184
Veneto	21.571	60.141	45.755	320.615	5.916	475.290
Piemonte	12.305	34.329	20.497	177.463	4.551	365.152
Sicilia	10.913	30.977	23.995	182.121	2.234	172.095
Lazio	11.162	30.171	18.659	134.305	1.616	130.082
Marche	6.700	18.386	9.757	80.807	2.382	193.351
Toscana	10.608	28.897	14.861	121.156	2.571	203.808
Abruzzo	3.213	9.079	9.246	74.885	1.238	101.905
Sardegna	8.631	24.464	16.763	117.851	971	77.094
Campania	5.244	14.920	13.589	101.533	1.310	106.290
Friuli Venezia Giulia	6.381	17.938	15.861	113.048	1.773	136.881
Calabria	4.549	13.021	11.904	94.958	1.058	77.257
Umbria	4.601	12.772	6.809	55.184	1.452	104.074
Trentino Alto Adige	7.738	21.986	9.040	92.810	2.426	170.734
Basilicata	1.721	4.921	3.645	33.975	853	50.879
Molise	585	1.663	2.098	17.742	271	20.024
Liguria	2.116	5.622	2.487	18.857	301	23.839
Valle d'Aosta	538	1.491	1.014	8.786	93	7.228
TOTALE	176.578	489.598	313.035	2.424.013	48.729	3.809.046

**TABELLA 37 IMPIANTI INCENTIVATI CON IL CONTO ENERGIA IN ESERCIZIO AL 31 DICEMBRE 2016:
 SUDDIVISIONE PER REGIONI E CLASSI DI POTENZA**

REGIONE	CLASSE 4: 200 kW < P ≤ 1.000 kW		CLASSE 5: 1.000 kW < P ≤ 5.000 kW		CLASSE 6: P > 5.000 kW		TOTALE	
	Numero	Potenza [kW]	Numero	Potenza [kW]	Numero	Potenza [kW]	Numero	Potenza [kW]
Puglia	1.810	1.559.767	54	168.419	36	355.703	38.219	2.492.355
Lombardia	1.342	733.913	61	112.698	3	17.992	76.834	1.950.833
Emilia Romagna	1.135	707.349	155	284.068	4	48.656	52.317	1.775.176
Veneto	921	526.105	47	80.011	14	160.505	74.224	1.622.667
Piemonte	1.087	637.332	93	203.054	4	25.730	38.537	1.443.060
Sicilia	543	394.140	88	254.563	21	178.651	37.794	1.212.547
Lazio	415	264.079	100	274.650	35	309.040	31.987	1.142.328
Marche	938	593.143	50	110.803	3	20.890	19.830	1.017.380
Toscana	408	247.235	32	55.973	4	33.585	28.484	690.654
Abruzzo	481	344.476	55	120.340	3	31.851	14.236	682.536
Sardegna	244	150.447	86	183.515	16	126.419	26.711	679.789
Campania	340	210.908	49	123.971	11	99.601	20.543	657.224
Friuli Venezia Giulia	169	101.294	25	69.006	4	27.358	24.213	465.525
Calabria	218	129.384	26	53.166	9	95.733	17.764	463.519
Umbria	345	227.530	20	43.203	-	-	13.227	442.763
Trentino Alto Adige	205	92.127	3	4.931	-	-	19.412	382.588
Basilicata	354	246.718	4	8.034	1	5.216	6.578	349.743
Molise	100	76.722	13	40.618	1	6.500	3.068	163.268
Liguria	55	28.664	3	4.167	-	-	4.962	81.148
Valle d'Aosta	2	1.440	-	-	-	-	1.647	18.946
TOTALE	11.112	7.272.775	964	2.195.190	169	1.543.431	550.587	17.734.052

FIGURA 25 NUMERO DEGLI IMPIANTI IN ESERCIZIO CON IL CONTO ENERGIA AL 31 DICEMBRE 2016: SUDDIVISIONE PER REGIONI E CLASSI DI POTENZA [n.]

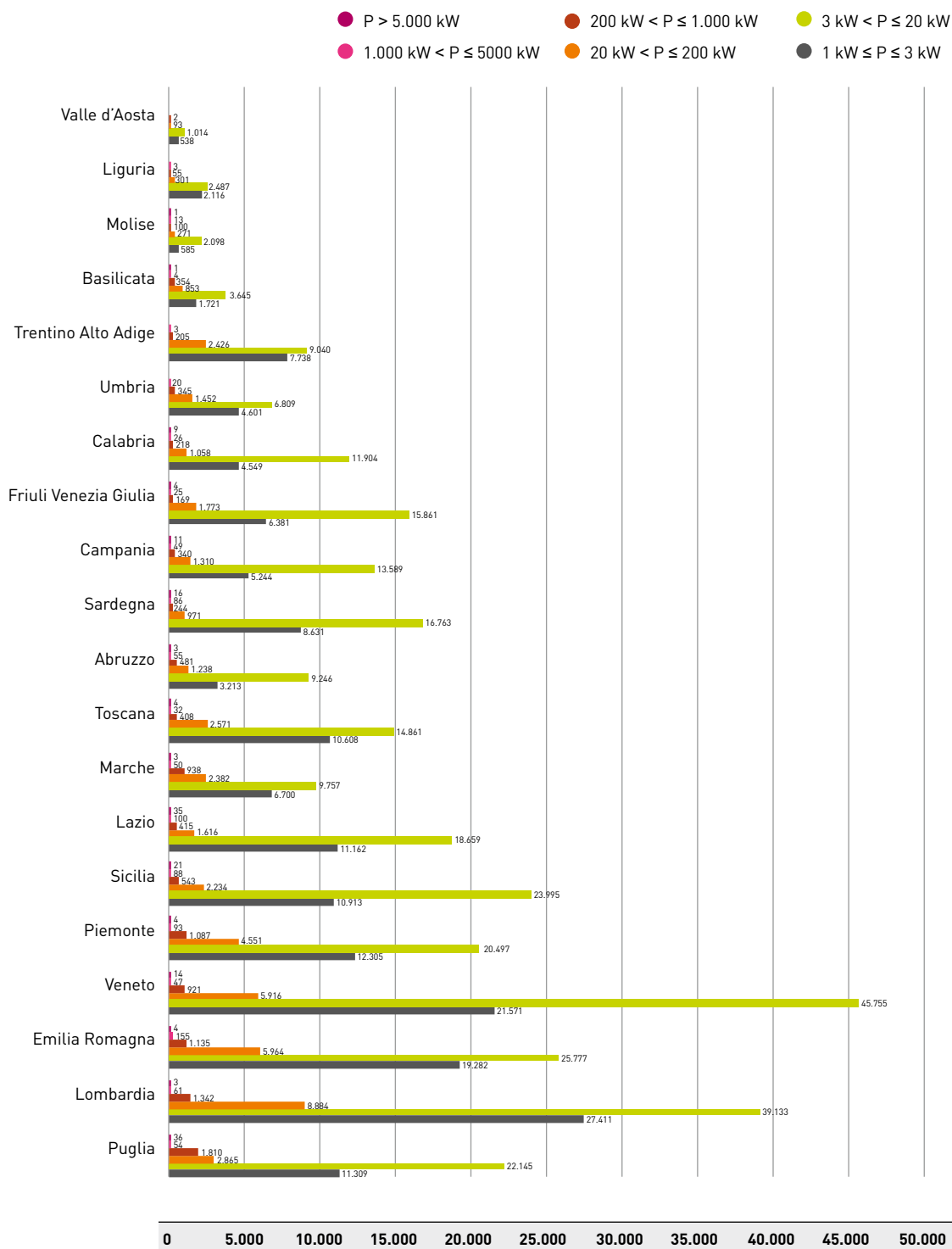
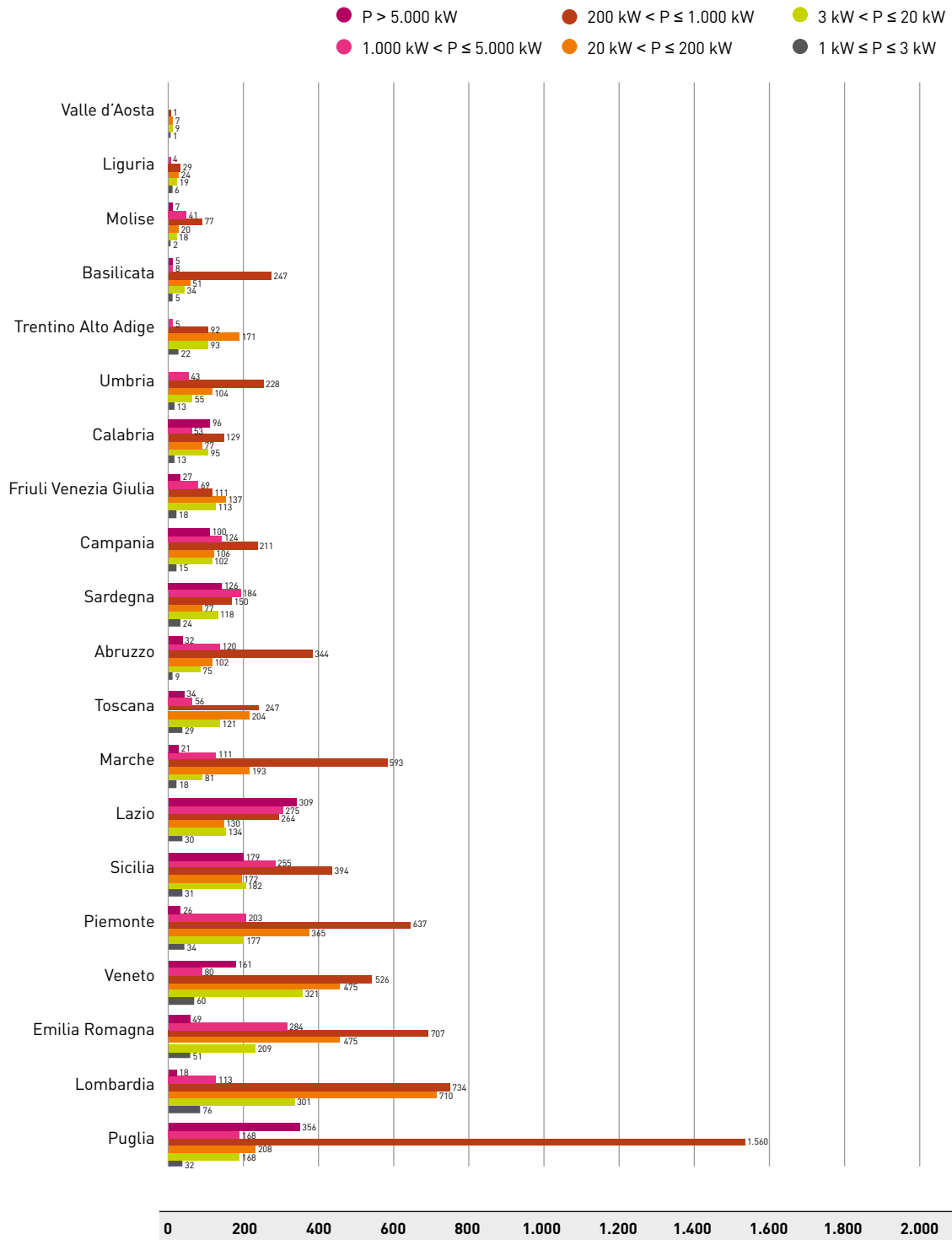


FIGURA 26 POTENZA DEGLI IMPIANTI ENTRATI IN ESERCIZIO CON IL CONTO ENERGIA AL 31 DICEMBRE 2016: SUDDIVISIONE PER REGIONI E CLASSI DI POTENZA [MW]



INTERVENTI DI MODIFICA EFFETTUATI SUGLI IMPIANTI

Il GSE nell'ambito delle sue funzioni ha la responsabilità di verificare, per gli impianti ammessi al Conto Energia, 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 determinare, in casi particolarmente complessi, gli effetti che la realizzazione di un intervento di manutenzione o ammodernamento tecnologico può avere sugli incentivi riconosciuti.

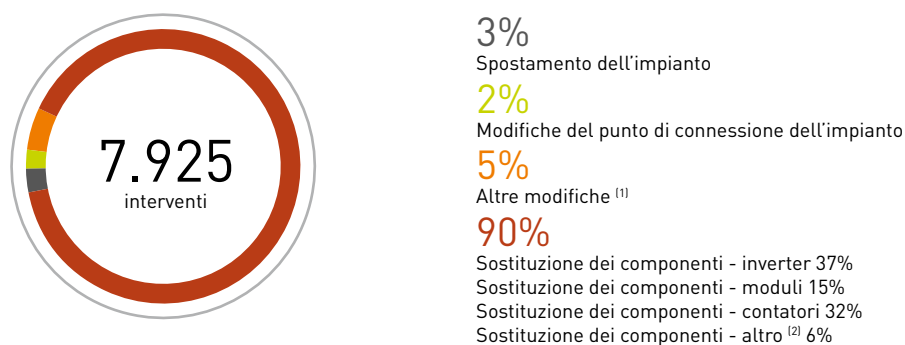
Nel corso del 2016, l'articolo 30 del D.M. 23 giugno 2016 ha introdotto criteri e principi di riferimento per la realizzazione di interventi di manutenzione sugli impianti incentivati, disciplinando, in special modo, gli interventi di sostituzione dei componenti.

Il GSE, pertanto, nelle more della predisposizione delle procedure per la gestione degli interventi di manutenzione e ammodernamento tecnologico relativi a impianti fotovoltaici incentivati in Conto Energia, ha anticipato, con una news pubblicata sul proprio sito internet il 9 agosto 2016, i suddetti criteri e principi generali di riferimento, che auspicano, tra l'altro, la diffusione di "buone pratiche" che rendano il parco di generazione da fonte solare più affidabile, performante e moderno.

Al 31 dicembre 2016 risultano pervenute al GSE oltre 17.000 comunicazioni relative a interventi di modifica realizzati su impianti fotovoltaici incentivati, di cui circa 7.900 nel corso del solo 2016. A queste vanno sommate le richieste di valutazione preventiva di progetti di intervento di modifica (697 al 31 dicembre 2016) e le comunicazioni relative agli interventi di potenziamento non incentivato, circa 1.200 al 31 dicembre 2016 (225 nel corso del solo 2016).

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

FIGURA 27 INTERVENTI DI MODIFICA EFFETTUATI SUGLI IMPIANTI NEL 2016



(1) Le altre tipologie di modifica riguardano: variazione delle modalità installative, interventi di modifica della configurazione elettrica, riduzione della potenza di impianto, variazione della proprietà del sito di installazione, variazione del regime di cessione in rete.

(2) Tra gli altri componenti figurano: trasformatori, dispositivi di interfaccia, ottimizzatori, quadro elettrico e altri componenti minori.

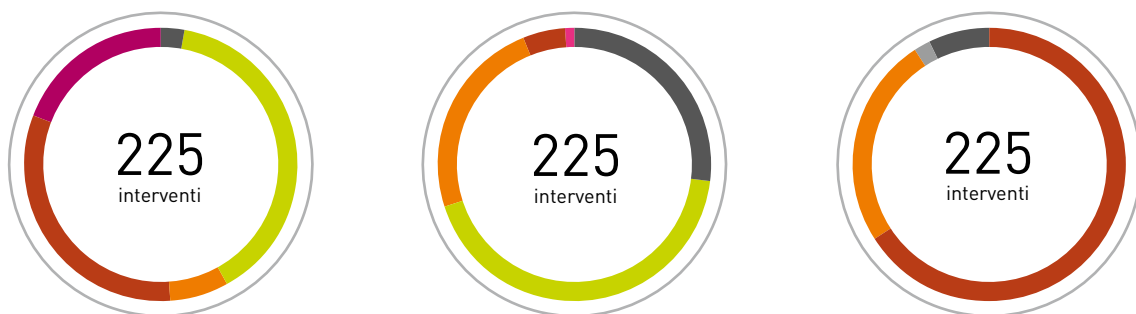
FIGURA 28 **INTERVENTI DI MODIFICA EFFETTUATI SUGLI IMPIANTI NEL 2016: SUDDIVISIONE PER CONTO ENERGIA DI RIFERIMENTO, CLASSE DI POTENZA E TIPOLOGIA DI INSTALLAZIONE**

4%	32%	11%	17%	55%	2%
Primo Conto Energia	Quarto Conto Energia	1 kW ≤ P ≤ 3 kW	200 kW < P ≤ 1.000 kW	Integrato	BIPV
48%	9%	37%	1%	19%	23%
Secondo Conto Energia	Quinto Conto Energia	3 kW < P ≤ 20 kW	1.000 kW < P ≤ 5.000 kW	Parzialmente integrato	Altro
7%		33%	0%		0%
Terzo Conto Energia		20 kW < P ≤ 200 kW	P > 5.000 kW		CPV



FIGURA 29 **INTERVENTI DI POTENZIAMENTO NON INCENTIVATO DI IMPIANTI ESISTENTI EFFETTUATI NEL 2016: SUDDIVISIONE PER CONTO ENERGIA DI RIFERIMENTO, CLASSE DI POTENZA ⁽¹⁾ E TIPOLOGIA DI INSTALLAZIONE**

3%	32%	27%	5%	66%	2%
Primo Conto Energia	Quarto Conto Energia	1 kW ≤ P ≤ 3 kW	200 kW < P ≤ 1.000 kW	Integrato	BIPV
39%	19%	43%	1%	25%	7%
Secondo Conto Energia	Quinto Conto Energia	3 kW < P ≤ 20 kW	1.000 kW < P ≤ 5.000 kW	Parzialmente integrato	Altro
7%		24%	0%		0%
Terzo Conto Energia		20 kW < P ≤ 200 kW	P > 5.000 kW		CPV



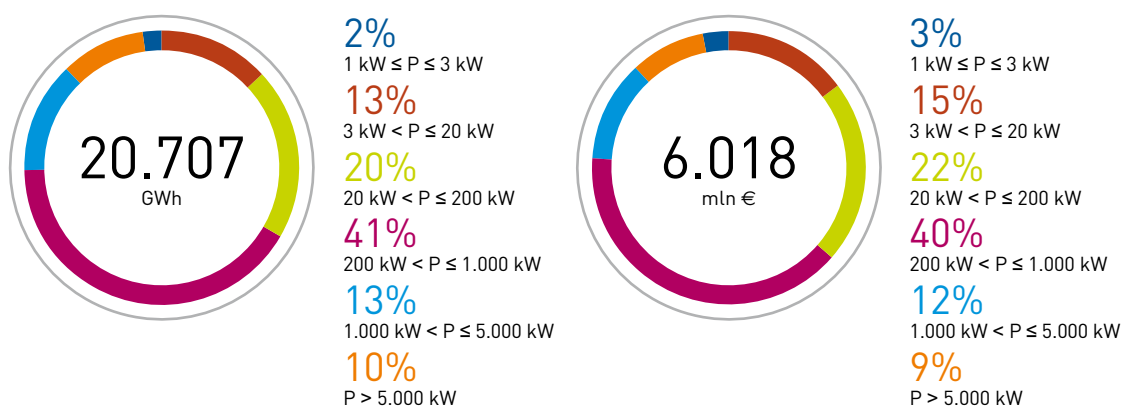
(1) La suddivisione per classe di potenza è riferita alla potenza dell'impianto incentivato in Conto Energia e non alla potenza incrementale né alla potenza totale dell'impianto a seguito del potenziamento.

RISULTATI ECONOMICI DELL'INCENTIVAZIONE DEL FOTOVOLTAICO IN CONTO ENERGIA

Nel 2016 l'energia incentivata risulta complessivamente pari a circa 20,7 TWh, per un totale di 6.018 milioni di euro di corrispettivi erogati, derivanti in modo preponderante dal Secondo Conto Energia (2.940 milioni di euro a fronte di 8.163 GWh) e dal Quarto Conto Energia (2.213 milioni di euro a fronte di 8.942 GWh).

Riguardo alla distribuzione per classe di potenza, i maggiori contributi sono associati alla classe 200-1.000 kW e 20-200 kW, con quote rispettivamente del 40% e del 22% in termini di importi erogati.

FIGURA 30 **ENERGIA INCENTIVATA E CORRISPETTIVI EROGATI AGLI IMPIANTI FOTOVOLTAICI IN CONTO ENERGIA NEL 2016: RIPARTIZIONE PER CLASSE DI POTENZA**



Nei grafici e nelle tabelle seguenti è illustrata l'evoluzione negli anni del Conto Energia in termini di energia incentivata e corrispettivi erogati: è evidente la forte crescita soprattutto negli anni dal 2010 al 2012; la diminuzione dei corrispettivi erogati nel 2015 rispetto al 2014 è principalmente dovuta alla prima applicazione dello Spalma-incentivi; la flessione del 2016 rispetto al 2015 è invece imputabile in primis a una minore produzione degli impianti (tra le cause di tale fenomeno un minore irraggiamento medio nell'anno 2016 rispetto al 2015).

FIGURA 31 **EVOLUZIONE DELL'ENERGIA INCENTIVATA DEGLI IMPIANTI FOTOVOLTAICI IN CONTO ENERGIA [GWh]**

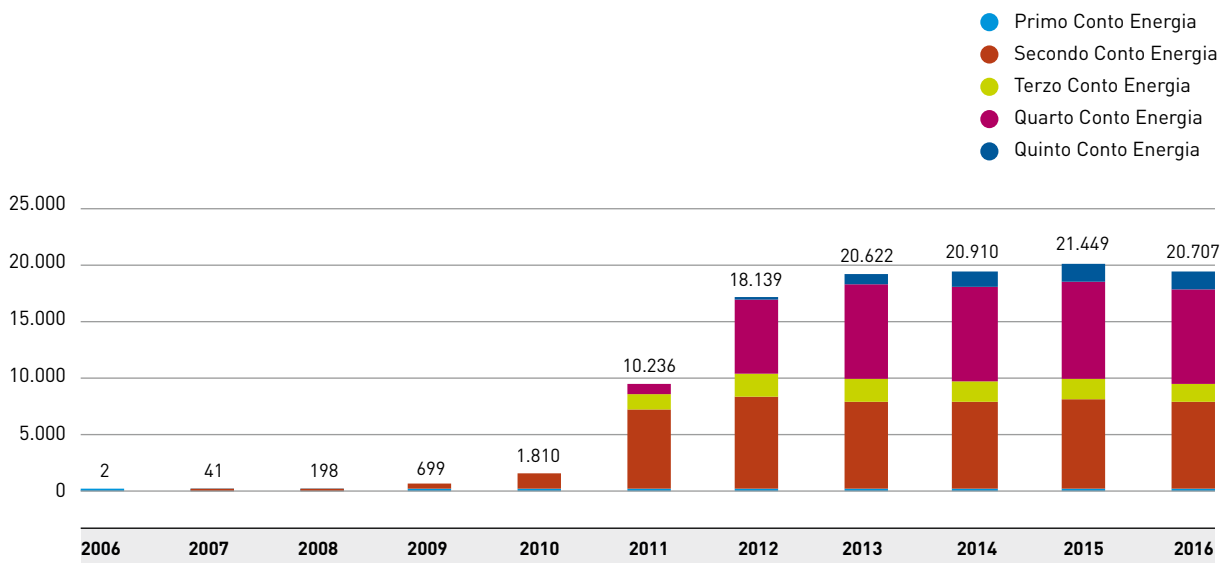


TABELLA 38 EVOLUZIONE DELL'ENERGIA INCENTIVATA DEGLI IMPIANTI FOTOVOLTAICI IN CONTO ENERGIA [GWh]

CLASSE DI POTENZA	DECRETO	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
1 kW ≤ P ≤ 3 kW	I Conto Energia	0	3	4	4	4	4	4	4	4	3	4
	II Conto Energia	0	1	16	60	111	220	218	204	201	207	204
	III Conto Energia	-	-	-	-	-	29	38	36	35	36	35
	IV Conto Energia	-	-	-	-	-	15	121	158	155	158	155
	V Conto Energia	-	-	-	-	-	-	2	67	75	77	75
3 kW < P ≤ 20 kW	I Conto Energia	0	15	24	24	24	25	24	23	23	21	23
	II Conto Energia	0	2	37	171	393	1.043	1.055	984	963	985	978
	III Conto Energia	-	-	-	-	-	164	221	206	201	205	202
	IV Conto Energia	-	-	-	-	-	91	813	1.120	1.097	1.114	1.093
	V Conto Energia	-	-	-	-	-	-	9	401	477	483	471
20 kW < P ≤ 200 kW	I Conto Energia	0	11	43	90	95	102	101	95	92	95	95
	II Conto Energia	0	1	16	104	302	1.454	1.647	1.535	1.506	1.549	1.522
	III Conto Energia	-	-	-	-	-	193	272	254	248	256	250
	IV Conto Energia	-	-	-	-	-	171	1.300	1.894	1.885	1.918	1.879
	V Conto Energia	-	-	-	-	-	-	4	194	335	350	346
200 kW < P ≤ 1.000 kW	I Conto Energia	-	8	44	78	79	84	83	80	79	77	78
	II Conto Energia	-	0	11	140	594	3.131	3.907	3.746	3.659	3.761	3.599
	III Conto Energia	-	-	-	-	-	504	808	767	757	780	737
	IV Conto Energia	-	-	-	-	-	506	2.893	3.782	3.777	3.871	3.713
	V Conto Energia	-	-	-	-	-	-	10	272	419	440	433
1.000 kW < P ≤ 5.000 kW	I Conto Energia	-	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
	II Conto Energia	-	-	2	25	138	976	1.184	1.129	1.116	1.144	1.078
	III Conto Energia	-	-	-	-	-	274	443	428	422	428	400
	IV Conto Energia	-	-	-	-	-	202	1.000	1.088	1.151	1.178	1.093
	V Conto Energia	-	-	-	-	-	-	4	81	138	130	140
P > 5.000 kW	I Conto Energia	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	II Conto Energia	-	-	-	2	70	736	822	786	771	799	783
	III Conto Energia	-	-	-	-	-	168	274	266	256	266	248
	IV Conto Energia	-	-	-	-	-	144	873	985	1.008	1.053	1.009
	V Conto Energia	-	-	-	-	-	-	5	39	60	61	62
TOTALE		0	41	198	699	1.810	10.236	18.139	20.622	20.910	21.449	20.707

FIGURA 32 EVOLUZIONE DEI CORRISPETTIVI EROGATI AGLI IMPIANTI FOTOVOLTAICI IN CONTO ENERGIA [mln €]

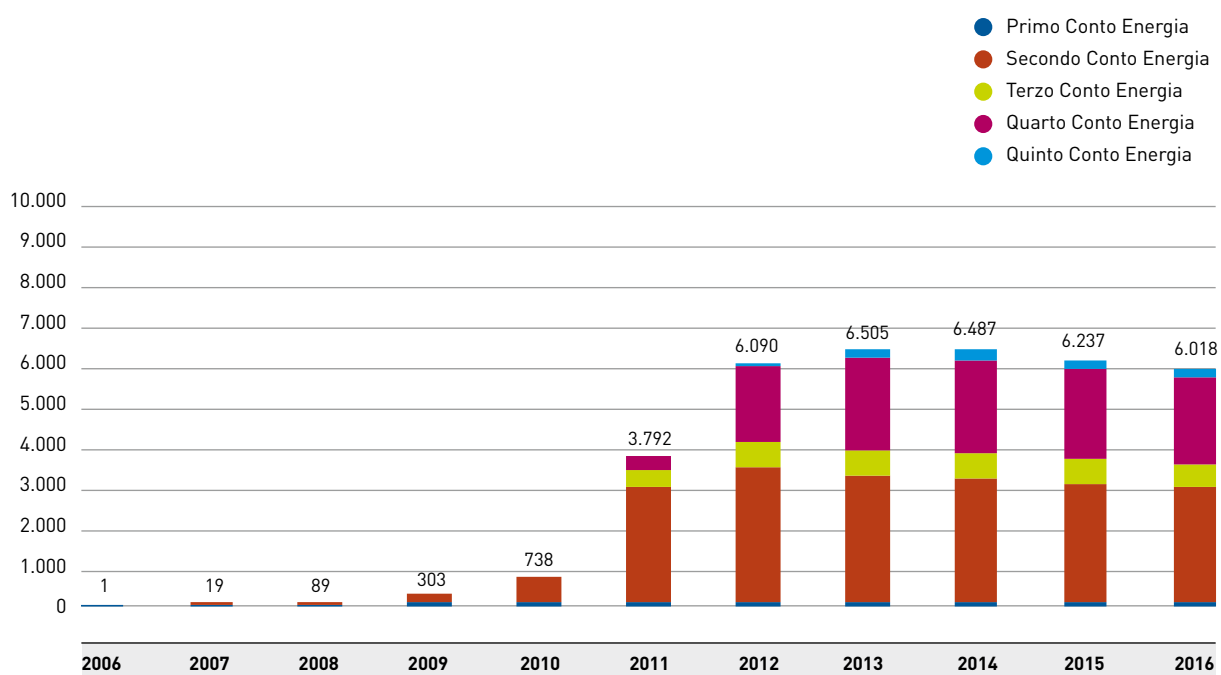


TABELLA 39 EVOLUZIONE DEI CORRISPETTIVI EROGATI AGLI IMPIANTI FOTOVOLTAICI IN CONTO ENERGIA [mln €]

CLASSE DI POTENZA	DECRETO	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
1 kW ≤ P ≤ 3 kW	I Conto Energia	0	1	2	2	2	2	2	2	2	1	2
	II Conto Energia	0	0	7	27	49	97	96	90	89	92	90
	III Conto Energia	-	-	-	-	-	11	15	14	14	14	14
	IV Conto Energia	-	-	-	-	-	6	41	51	50	51	50
	V Conto Energia	-	-	-	-	-	-	0	13	14	14	12
3 kW < P ≤ 20 kW	I Conto Energia	0	7	11	12	11	12	12	11	11	10	10
	II Conto Energia	0	1	16	73	167	441	447	417	408	417	414
	III Conto Energia	-	-	-	-	-	60	81	76	74	76	75
	IV Conto Energia	-	-	-	-	-	32	251	333	327	332	326
	V Conto Energia	-	-	-	-	-	-	2	74	88	88	76
20 kW < P ≤ 200 kW	I Conto Energia	0	5	20	44	46	50	50	44	42	44	44
	II Conto Energia	0	0	6	42	123	588	666	621	610	624	614
	III Conto Energia	-	-	-	-	-	68	95	89	87	89	87
	IV Conto Energia	-	-	-	-	-	58	391	539	536	545	533
	V Conto Energia	-	-	-	-	-	-	1	34	54	55	53
200 kW < P ≤ 1.000 kW	I Conto Energia	-	4	21	38	39	42	41	37	36	31	32
	II Conto Energia	-	0	4	55	222	1.168	1.455	1.394	1.362	1.262	1.209
	III Conto Energia	-	-	-	-	-	163	259	246	243	226	214
	IV Conto Energia	-	-	-	-	-	147	783	984	979	909	872
	V Conto Energia	-	-	-	-	-	-	1	38	55	53	51
1.000 kW < P ≤ 5.000 kW	I Conto Energia	-	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1
	II Conto Energia	-	-	1	10	53	363	441	421	416	384	362
	III Conto Energia	-	-	-	-	-	86	138	133	132	120	112
	IV Conto Energia	-	-	-	-	-	54	249	263	274	252	235
	V Conto Energia	-	-	-	-	-	-	0	6	11	9	11
P > 5.000 kW	I Conto Energia	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	II Conto Energia	-	-	-	1	25	258	289	277	271	254	251
	III Conto Energia	-	-	-	-	-	50	81	79	76	72	67
	IV Conto Energia	-	-	-	-	-	35	201	219	222	207	197
	V Conto Energia	-	-	-	-	-	-	0	2	4	4	4
TOTALE		1	19	89	303	738	3.792	6.090	6.505	6.487	6.237	6.018

2.6.2 LA RIMODULAZIONE DEGLI INCENTIVI PER GLI IMPIANTI FOTOVOLTAICI

Il D.L. 91 del 24 giugno 2014, convertito con modificazioni dalla Legge 116 dell'11 agosto 2014, ha disposto la rimodulazione degli incentivi spettanti agli impianti fotovoltaici di potenza incentivata superiore a 200 kW (norma cosiddetta "Spalma-incentivi"). In particolare, a seguito della pubblicazione del D.M. MiSE del 17 ottobre 2014, come previsto all'articolo 26, comma 3 del D.L. 91/14, 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

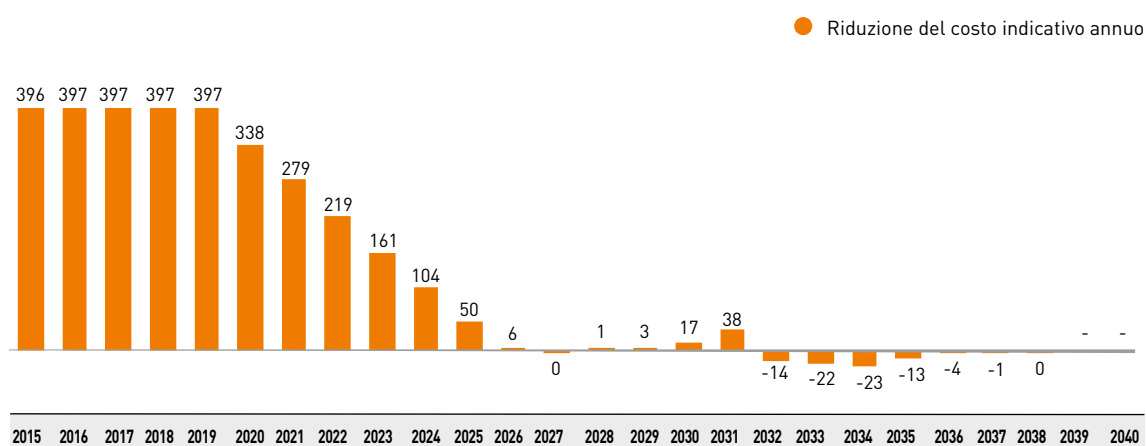
OPZIONE RIMODULAZIONE	DECRETO	Numero	Potenza [MW]	Riduzione tariffa 2016 [%]
A		181	94	20
	Primo Conto Energia	1	0	25
	Secondo Conto Energia	51	27	21
	Terzo Conto Energia	17	11	20
	Quarto Conto Energia	93	46	19
	Quinto Conto Energia	19	10	18
B		4.823	3.859	14
	Primo Conto Energia	41	18	22
	Secondo Conto Energia	1.890	1.389	15
	Terzo Conto Energia	393	331	15
	Quarto Conto Energia	2.193	1.891	13
	Quinto Conto Energia	306	231	11
C		7.931	6.672	7
	Primo Conto Energia	72	42	7
	Secondo Conto Energia	3.361	2.807	7
	Terzo Conto Energia	699	727	7
	Quarto Conto Energia	3.402	2.788	7
	Quinto Conto Energia	397	308	7
TOTALE		12.935	10.624	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 2016 corrisponde una riduzione media dell'incentivo del 20% rispetto al 2014; circa il 37,2% ha optato per l'opzione B, cui nel 2016 corrisponde una riduzione media dell'incentivo del 14% rispetto al 2014; infine, il 61,3% rientra nell'opzione C, cui nel 2016 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 2016 pari a circa 400 milioni di euro rispetto a uno scenario senza applicazione dello Spalma-incentivi.

Assumendo invariante nel tempo la producibilità degli impianti e considerando un prezzo dell'energia futuro pari a 46 €/MWh (valore desunto dagli esiti dei mercati a termine), è possibile tracciare uno scenario evolutivo della variazione dell'onere annuo associato alla rimodulazione degli incentivi. Tale scenario è costruito tenendo conto del fatto che, mentre nell'opzione A e C la riduzione della tariffa è costante nel tempo (il periodo di incentivazione è esteso nell'opzione A), nell'opzione B per ciascun impianto si prevede un primo periodo di riduzione della tariffa, dipendente dal periodo residuo, seguito da un periodo di eguale incremento della tariffa. La stima risultante descrive una riduzione costante dell'onere per i primi 5 anni; tale riduzione decresce quindi per lo più linearmente fino al 2026, dopodiché, fino al 2039, si mantiene in un range più contenuto, sia in termini di riduzione (fino al massimo di 38 milioni di euro) sia in termini di incremento dell'onere (fino al massimo di 23 milioni di euro).

FIGURA 33 **SCENARIO DI RIDUZIONE DEL COSTO INDICATIVO ANNUO LEGATO ALLA RIMODULAZIONE DEGLI INCENTIVI DEGLI IMPIANTI FOTOVOLTAICI [mln €]**



2.6.3 I MODULI FOTOVOLTAICI NELL'AMBITO DELLA DISCIPLINA SUI RAEE

Il D.Lgs. 49/14 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 Conto Energia, 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. 49/14, 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 dell'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 cui devono attenersi i soggetti responsabili per la gestione dei rifiuti RAEE da pannelli fotovoltaici incentivati in Conto Energia e si applicano ai beneficiari del:

- Primo Conto Energia (DD.MM. 28 luglio 2005 e 6 febbraio 2006);
- Secondo Conto Energia (D.M. 19 febbraio 2007);
- Terzo Conto Energia (D.M. 6 agosto 2010);
- Quarto Conto Energia: 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 Conto Energia: gli impianti fotovoltaici integrati con caratteristiche innovative e gli impianti a concentrazione (D.M. 5 luglio 2012).

La numerosità degli impianti fotovoltaici incentivati in Conto Energia e interessati dalle disposizioni dell'articolo 40 del D.Lgs. 49/14 è indicata nella tabella di seguito.

TABELLA 41 NUMEROSITÀ DEGLI IMPIANTI FOTOVOLTAICI INCENTIVATI IN CONTO ENERGIA E INTERESSATI DALLA DISCIPLINA SUI RAEE

TIPOLOGIA DI IMPIANTO	Numerosità impianti	Numerosità moduli fotovoltaici
Domestico	317.275	6.269.954
Professionale	105.062	67.276.088
TOTALE	422.337	73.546.042

Per i beneficiari del Quarto e del Quinto Conto Energia 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. A tale proposito, a suo tempo, il GSE ha pubblicato sul proprio sito internet l'elenco dei sistemi/consorzi per lo smaltimento dei moduli fotovoltaici a fine vita idonei ai sensi del disciplinare tecnico. 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 dei primi mesi del 2017 le attività riguarderanno 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 Primo e del Secondo Conto Energia.

2.6.4 CONTO ENERGIA PER GLI IMPIANTI SOLARI TERMODINAMICI

QUADRO NORMATIVO

Il meccanismo di incentivazione in Conto Energia per gli impianti solari termodinamici è stato introdotto dal D.M. 11 aprile 2008 e successivamente modificato dal D.M. 6 luglio 2012. Il D.M. 23 giugno 2016 ha definito nuove modalità per l'incentivazione degli impianti solari termodinamici, abrogando il D.M. 11 aprile 2008.

Il Conto Energia per gli impianti solari termodinamici remunera, con apposite tariffe, l'energia elettrica imputabile alla fonte solare prodotta da un impianto termodinamico, anche ibrido, per un periodo di 25 anni. Le tariffe restano costanti in moneta corrente per l'intero periodo di incentivazione.

Beneficiano del suddetto Conto Energia gli impianti di nuova costruzione entrati in esercizio in data successiva al 18 luglio 2008 (data di emanazione della Delibera AEEGSI 95/08) che rispettano i seguenti requisiti:

- essere collegati alla rete elettrica (o a piccole reti isolate) e ogni singolo impianto deve essere caratterizzato da un unico punto di connessione;
- non si devono utilizzare, come fluido termovettore o come mezzo di accumulo, sostanze e preparati classificati come molto tossici, tossici e nocivi ai sensi delle Direttive 67/548/CEE e 1999/45/CE e loro successive modifiche e integrazioni (se l'impianto è ubicato in area industriale non è applicato il vincolo suddetto);
- essere dotati di un sistema di accumulo termico con capacità nominale superiore a 1,5 kWh/m² e di una superficie captante maggiore di 2.500 m² per impianti entrati in esercizio entro il 31 dicembre 2012;
- per gli impianti entrati in esercizio in data successiva al 31 dicembre 2012, la capacità nominale di accumulo varia in base alla superficie captante, come riportato nella tabella che segue.

TABELLA 42 CAPACITÀ NOMINALE DI ACCUMULO [kWh/m²]

SUPERFICIE CAPTANTE [m ²]	Capacità nominale di accumulo per ogni m ² di superficie captante [kWh/m ²]
S ≤ 10.000	Non previsto
10.000 < S ≤ 50.000	> 0,4
S > 50.000	> 1,5

L'articolo 28 del D.M. 6 luglio 2012 ha previsto un limite massimo di potenza incentivabile, ivi inclusa la parte solare degli impianti ibridi, corrispondente a 2.500.000 m² di superficie captante.

Le tariffe incentivanti sono differenziate in base alla frazione d'integrazione e alla superficie captante.

Nel caso di impianti ibridi, alimentati sia dalla fonte solare sia da altre fonti, la quantità di energia elettrica prodotta, incentivabile con il Conto Energia, è soltanto quella imputabile alla fonte solare. A tal proposito valgono le seguenti definizioni:

- frazione di integrazione (F_{int}) di un impianto solare termodinamico: la quota di produzione netta non attribuibile alla fonte solare, espressa dalla relazione $F_{int} = 1 - P_s/P_{ne}$;

- produzione solare imputabile (P_s) di un impianto solare termodinamico, anche ibrido: la produzione netta di energia elettrica imputabile alla fonte solare, anche in presenza dell'accumulo termico, calcolata sottraendo alla produzione netta totale (P_{net}) la parte ascrivibile alle altre fonti di energia nelle condizioni effettive di esercizio dell'impianto, qualora quest'ultima sia superiore al 15% del totale.

L'incentivo viene erogato a titolo di acconto dal GSE, salvo conguaglio, al termine di ciascun anno, sulla base della frazione solare effettivamente conseguita nel medesimo anno. Il D.M. 11 aprile 2008 è stato abrogato dal D.M. 23 giugno 2016 che ha definito nuove modalità per l'incentivazione degli impianti solari termodinamici.

RISULTATI AL 31 DICEMBRE 2016

Il D.M. 11 aprile 2008 prevedeva che, su richiesta del soggetto responsabile, il GSE effettuasse una verifica preventiva del progetto dell'impianto solare termodinamico in conformità delle disposizioni del Decreto, dandone comunicazione all'interessato entro 90 giorni dalla richiesta.

Al 31 dicembre 2016 sono pervenute complessivamente al GSE 28 richieste di verifica preventiva, di cui una pervenuta nel corso del 2016. Solo 3 impianti solari termodinamici hanno richiesto l'accesso agli incentivi a seguito dell'entrata in esercizio.

TABELLA 43 RICHIESTE DI ACCESSO ALL'INCENTIVAZIONE PERVENUTE AL 31 DICEMBRE 2016

ANNO RICHiesta	Potenza elettrica [MWe]	Regione	Tipologia	Superficie di captazione [m ²]	Fluido	Tipologia captatori
2013	0,001	Lazio	Solare	10	Acqua	Dish stirling
2014	15	Calabria	Ibrido Biomasse	9.780	Olio diatermico	Specchi piani orientabili/fresnel
2015	760	Sicilia	Ibrido Ciclo combinato	30.580	Sali fusi	Specchi lineari parabolici

2.7 I SISTEMI SEMPLICI DI PRODUZIONE E CONSUMO E I SISTEMI DI ACCUMULO

2.7.1 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, tra l'altro, i Sistemi Efficienti di Utenza e i sistemi a essi equiparati, attribuendo all'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico 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'AEEGSI, mediante il provvedimento 578/2013/R/eel e s.m.i., ha 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 (SSPC), ivi inclusi i Sistemi Efficienti di Utenza (SEU) e i Sistemi Esistenti Equivalenti ai Sistemi Efficienti di Utenza (SESEU/A-B-C-D), dando attuazione a quanto previsto dalla normativa di riferimento.

I Sistemi Semplici di Produzione e Consumo sono "l'insieme dei sistemi elettrici, connessi direttamente o indirettamente alla rete pubblica, all'interno dei quali il trasporto di energia elettrica per la consegna alle unità di consumo che li costituiscono non si configura come attività di trasmissione e/o di distribuzione, ma come attività di autoapprovvigionamento energetico".

I Sistemi Semplici di Produzione e Consumo, escluse le cooperative storiche e i consorzi storici dotati di rete propria, costituiscono gli Altri Sistemi Semplici di Produzione e Consumo (ASSPC) che comprendono gli Altri Sistemi di Autoproduzione (ASAP), i Sistemi Efficienti di Utenza, gli Altri Sistemi Esistenti (ASE) e i Sistemi Esistenti Equivalenti ai Sistemi Efficienti di Utenza.

Il GSE è il soggetto individuato per qualificare i SEU e i SESEU.

L'AEEGSI, con la Delibera 609/2014/R/eel e s.m.i., ha stabilito le modalità di prima attuazione delle disposizioni del D.L. 91/14, in merito all'applicazione, per i sistemi qualificati dal GSE come SEU/SESEU, degli oneri generali di sistema, definendo modalità che garantiscono tempi di implementazione ridotti e costi contenuti per il sistema elettrico.

Nel 2016, a seguito della pubblicazione della Delibera 72/2016/R/eel dell'Autorità con la quale sono state apportate modifiche alla Delibera 578/2013/R/eel, il GSE ha aggiornato sia le "Regole applicative per la presentazione della richiesta e il conseguimento della qualifica di SEU e SESEU per i sistemi entrati in esercizio entro il 31 dicembre 2014" sia le "Regole applicative per la presentazione della richiesta e il conseguimento della qualifica di SEU e SESEU per i sistemi entrati in esercizio successivamente al 31 dicembre 2014".

Al 31 dicembre 2016 sono pervenute al GSE 22.322 richieste di qualifica SEU e SESEU e 22 richieste relative a sistemi già qualificati e oggetto di modifica, per una potenza complessiva di circa 7,5 GW. Circa il 96% delle istanze ha richiesto la qualifica SEU, mentre solo il 4% è riferito alle altre categorie. Nel corso del 2016 risultano pervenute 636 richieste di qualifica SEU e SESEU.

Le qualifiche riconosciute al 31 dicembre 2016 sono invece pari a 11.084, di cui 10.818 rilasciate nel 2016.

Il GSE, inoltre, in adempimento a quanto previsto dalla normativa, ha qualificato automaticamente circa 465.000 impianti che usufruiscono del servizio di Scambio sul Posto.

FIGURA 34 ISTANZE DI QUALIFICA SEU/SEESEU NEL CORSO DEL 2015 E 2016

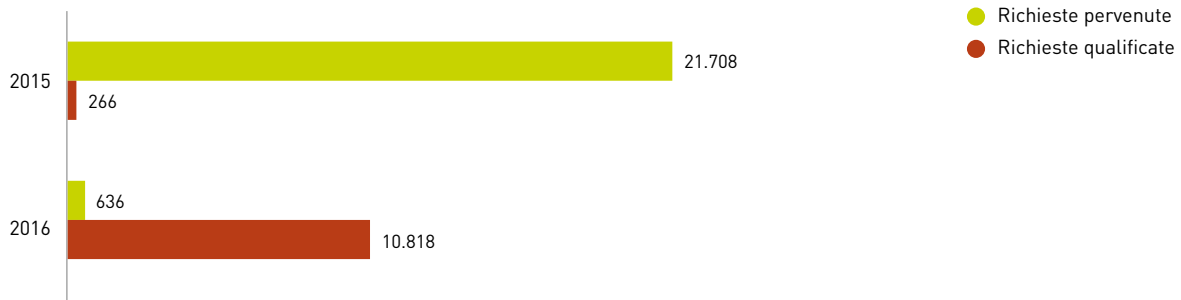


FIGURA 35 QUADRO CUMULATO DELLE ISTANZE DI QUALIFICA SEU/SEESEU RICEVUTE DAL GSE NEL 2015 E 2016: SUDDIVISIONE PER TIPOLOGIA DI IMPIANTO



- 94% Impianti a fonte solare
- 1% Impianti termoelettrici (no CAR)
- 3% Impianti termoelettrici (CAR)
- 1% Impianti idroelettrici
- 1% Altre tipologie di impianti

FIGURA 36 **QUADRO CUMULATO DELLE ISTANZE DI QUALIFICA SEU/SEESEU RICEVUTE DAL GSE NEL 2015 E 2016: SUDDIVISIONE PER CATEGORIA**

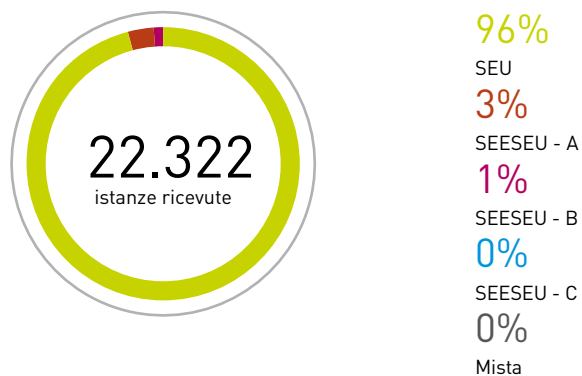


FIGURA 37 **QUADRO CUMULATO DELLE ISTANZE DI QUALIFICA SEU/SEESEU RICEVUTE DAL GSE NEL 2015 E 2016: SUDDIVISIONE PER CLASSE DI POTENZA**

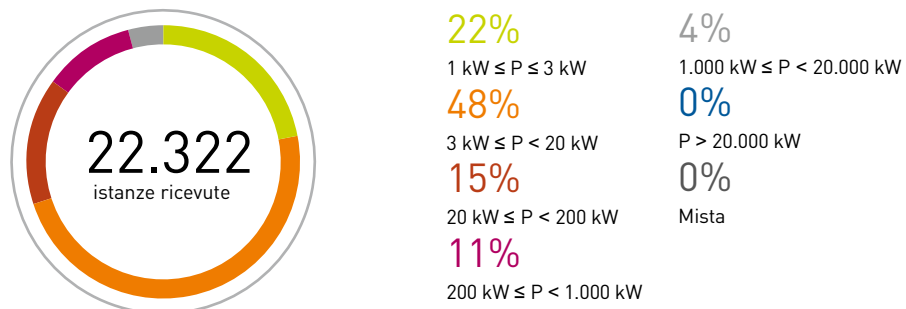
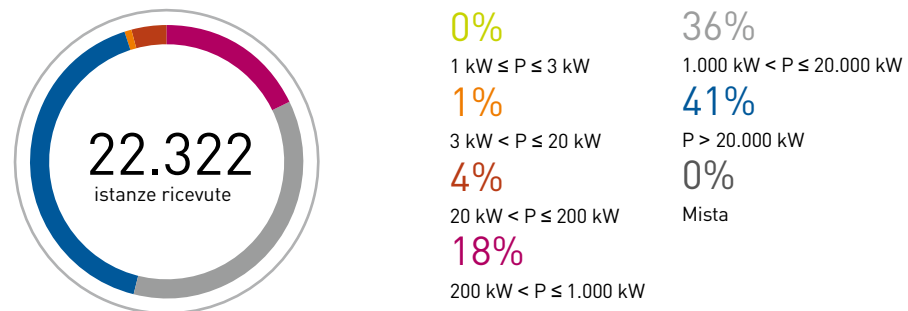


FIGURA 38 **QUADRO CUMULATO DELLA POTENZA DELLE ISTANZE DI QUALIFICA SEU/SEESEU RICEVUTE DAL GSE NEL 2015 E 2016: SUDDIVISIONE PER CLASSE DI POTENZA**



2.7.2 INTEGRAZIONE DEI SISTEMI DI ACCUMULO NEL SISTEMA ELETTRICO NAZIONALE

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

Nel 2015, il GSE, ai sensi dell'articolo 10, comma 1 della Delibera 574/2014/R/eel, ha pubblicato le "Regole tecniche per l'attuazione delle disposizioni relative all'integrazione di sistemi di accumulo di energia elettrica nel sistema elettrico nazionale" che si affiancano alle vigenti regole tecniche relative all'erogazione degli incentivi per le fonti rinnovabili, le modalità di riconoscimento dei prezzi minimi garantiti e di emissione delle Garanzie di Origine.

Al 31 dicembre 2016 sono pervenute 503 comunicazioni di avvenuta installazione di sistemi di accumulo di energia installati su impianti fotovoltaici e circa 54 richieste di valutazione preventiva; a queste si aggiunge una comunicazione di avvenuta installazione di sistema di accumulo accoppiato a un impianto di generazione da fonte eolica. Con riferimento agli accumuli installati sugli impianti fotovoltaici incentivati, 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 sul 71% degli impianti sono al litio.

FIGURA 39 **DISTRIBUZIONE, PER CONTO ENERGIA, DEI SISTEMI DI ACCUMULO INSTALLATI NEL 2016 SU IMPIANTI FOTOVOLTAICI INCENTIVATI**

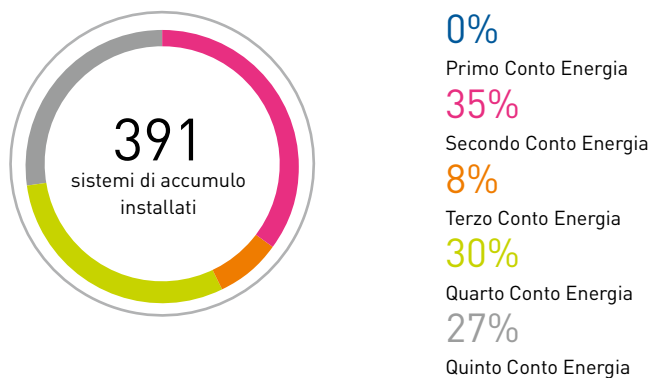


FIGURA 40 **DISTRIBUZIONE, PER CLASSE DI POTENZA, DEI SISTEMI DI ACCUMULO INSTALLATI NEL 2016 SU IMPIANTI FOTOVOLTAICI INCENTIVATI**

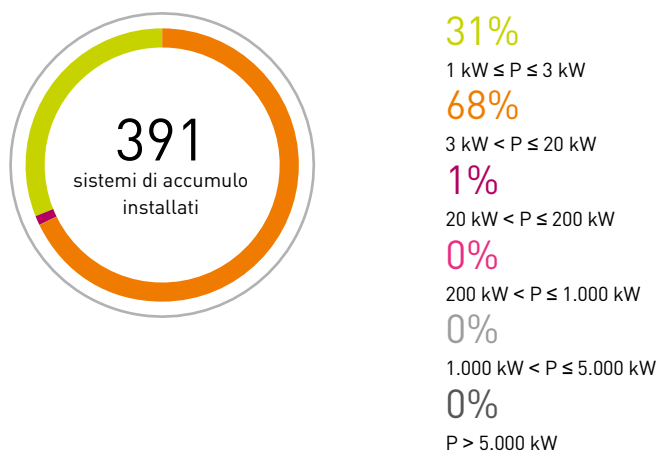


FIGURA 41 **DISTRIBUZIONE, PER TIPOLOGIA DI INSTALLAZIONE DEL FOTOVOLTAICO, DEI SISTEMI DI ACCUMULO INSTALLATI NEL 2016 SU IMPIANTI FOTOVOLTAICI INCENTIVATI**

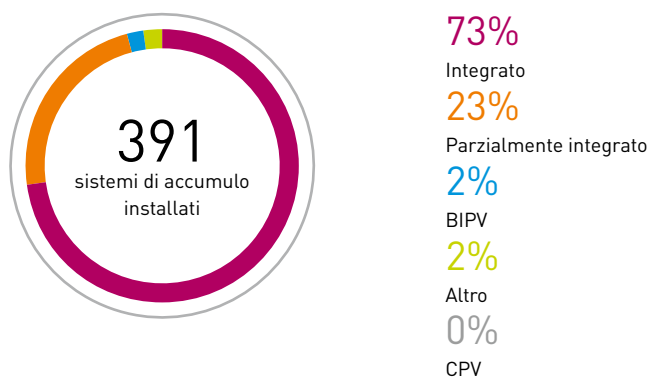


FIGURA 42 **DISTRIBUZIONE, PER TIPOLOGIA DI CONFIGURAZIONE, DEI SISTEMI DI ACCUMULO INSTALLATI NEL 2016 SU IMPIANTI FOTOVOLTAICI INCENTIVATI**

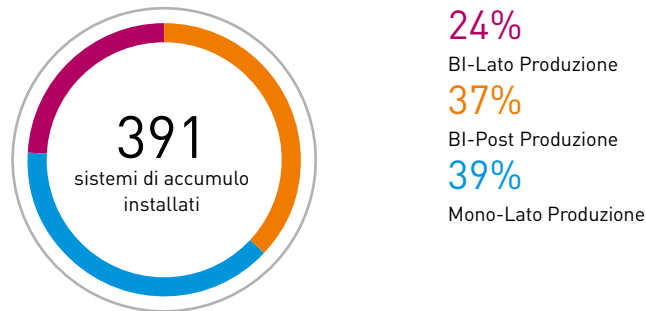


FIGURA 43 **DISTRIBUZIONE, PER TECNOLOGIA, DEI SISTEMI DI ACCUMULO INSTALLATI NEL 2016 SU IMPIANTI FOTOVOLTAICI INCENTIVATI**



2.8 SERVIZI DI RITIRO DELL'ENERGIA

2.8.1 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 Ritiro Dedicato gli impianti citati dall'articolo 13, commi 3 e 4 del D.Lgs. 387/03 e dall'articolo 1, comma 41 della Legge 239/04. 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. 79/99).

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 AEEGSI 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 (impianti di potenza attiva nominale fino a 1 MW) sono riconosciuti i "prezzi minimi garantiti" (PMG) aggiornati annualmente dall'AEEGSI.

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

L'accesso al meccanismo del Ritiro Dedicato 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 Ritiro Dedicato 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 una remunerazione garantita (prezzi minimi garantiti) per i primi 2 milioni 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'AEEGSI, con la Delibera 618/2013/R/efr, ha modificato la Delibera 280/07, definendo la nuova struttura e i nuovi valori dei prezzi minimi garantiti, applicata a partire dal 1° gennaio 2014.

In particolare, l'articolo 7, comma 7.5 dell'Allegato A alla Delibera 280/07, nella sua nuova formulazione, ha previsto che i prezzi minimi garantiti riconosciuti per l'anno

2014, per le diverse fonti e per i diversi scaglioni progressivi di energia elettrica immessa, fossero pari a quelli evidenziati nella tabella 1 allegata alla medesima Delibera, da aggiornarsi applicando il tasso di variazione annuale dei prezzi al consumo per le famiglie di operai e impiegati rilevato dall'Istat, con arrotondamento alla prima cifra decimale secondo il criterio commerciale, con le modalità indicate nella medesima tabella. Sulla base di tale metodologia, sono stati definiti i prezzi minimi garantiti per il 2016, di seguito riportati. Si noti inoltre che l'articolo 15 dell'Allegato A alla Delibera 280/07 dell'AEEGSI, come modificata dalla Delibera 618/2013/R/efr, prevede che sia possibile, per alcune tipologie di impianto, richiedere l'applicazione dei prezzi minimi garantiti anche nel caso in cui l'energia elettrica immessa sia commercialmente destinata a un trader, ovvero sia commercializzata direttamente presso i mercati organizzati dell'energia elettrica.

TABELLA 44 PREZZI MINIMI GARANTITI PER L'ANNO 2016

FONTE	Quantità di energia elettrica ritirata su base annua	Prezzo minimo garantito per l'anno 2016 [€/MWh]
Biogas da fermentatori anaerobici, biomasse solide e biomasse liquide	fino a 2.000.000 kWh	92,4
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
Idrica	fino a 250.000 kWh	153,4
	oltre 250.000 e fino a 500.000 kWh	105,5
	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	51,2
Fonti diverse dalle altre	fino a 1.500.000 kWh	39,0

RISULTATI NEL 2016 ED EVOLUZIONE STORICA

Nel corso del 2016 risultano aver beneficiato del regime di Ritiro Dedicato 51.559 impianti per una potenza complessiva di 11.715 MW. L'energia ritirata nel 2016 risulta pari a 13,8 TWh, con un costo di circa 589 milioni di euro. Tale onere complessivo risulta per il 62% ascrivibile a impianti solari, seguiti dagli impianti idroelettrici (22%) ed eolici (9%).

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 prezzi minimi garantiti. Nel 2016 tali convenzioni hanno generato un costo di circa 9 milioni di euro.

TABELLA 45 EVOLUZIONE DEL NUMERO DEGLI IMPIANTI IN CONVENZIONE RID [n.]

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

FIGURA 44 EVOLUZIONE DEL NUMERO DEGLI IMPIANTI IN CONVENZIONE RID [n.]

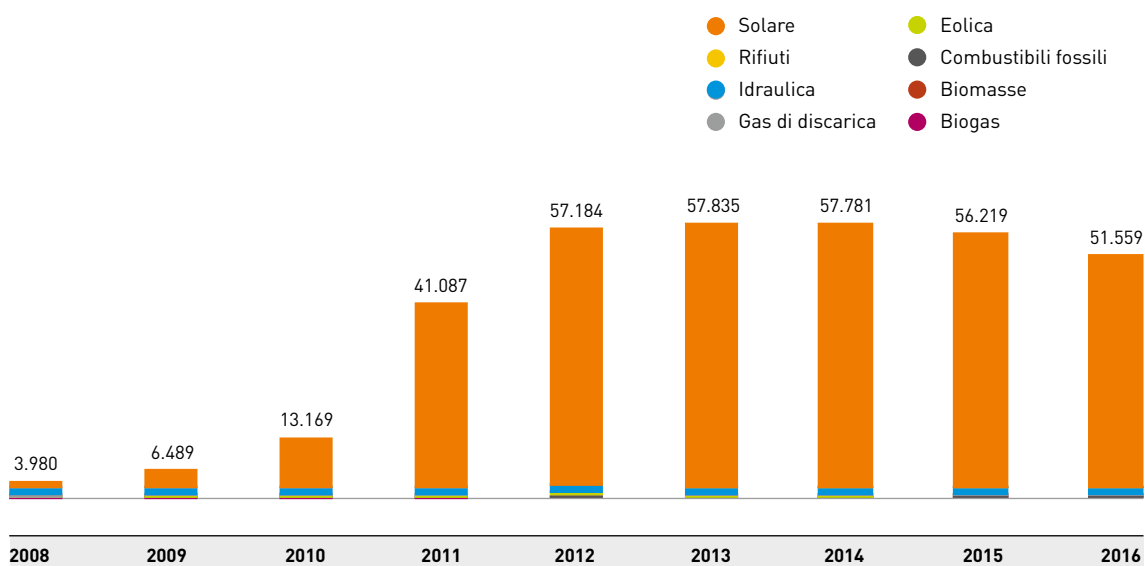


TABELLA 46 EVOLUZIONE DELLA POTENZA DEGLI IMPIANTI IN CONVENZIONE RID POTENZA [MW]

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

FIGURA 45 EVOLUZIONE DELLA POTENZA DEGLI IMPIANTI IN CONVENZIONE RID [MW]

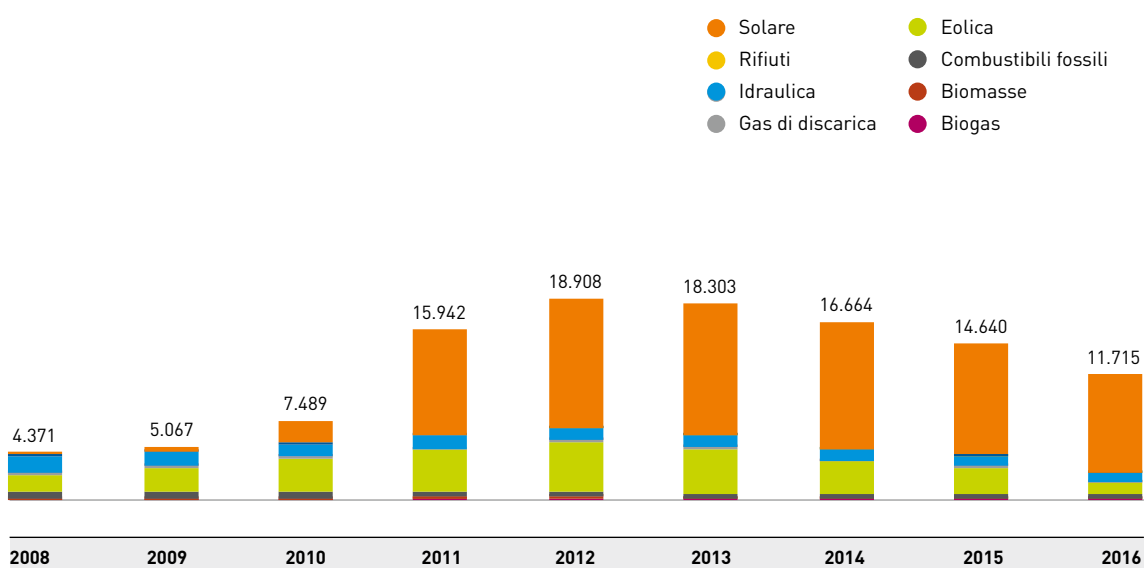


TABELLA 47 EVOLUZIONE DELL'ENERGIA RITIRATA DAGLI IMPIANTI IN CONVENZIONE RID [GWh]

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

FIGURA 46 EVOLUZIONE DELL'ENERGIA RITIRATA DAGLI IMPIANTI IN CONVENZIONE RID [GWh]

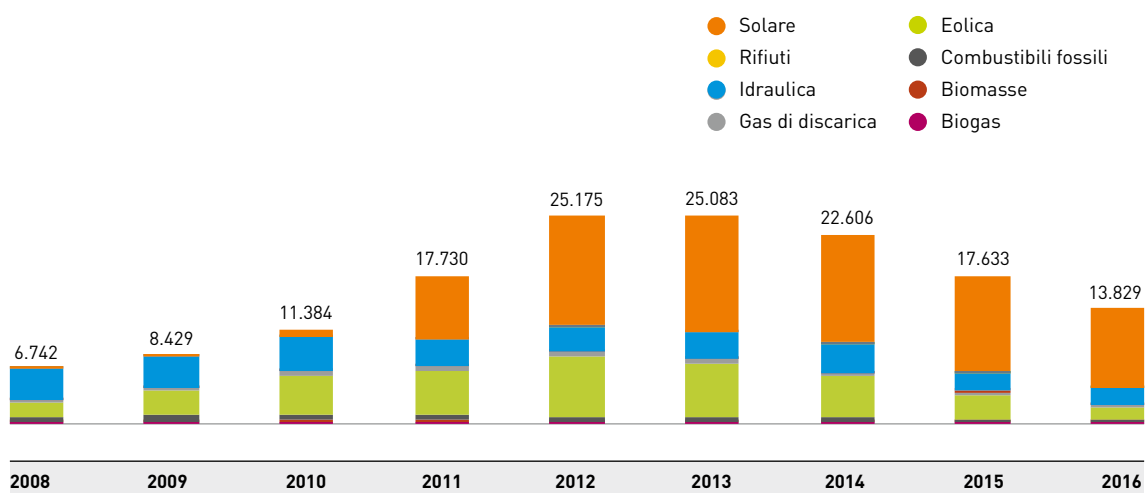
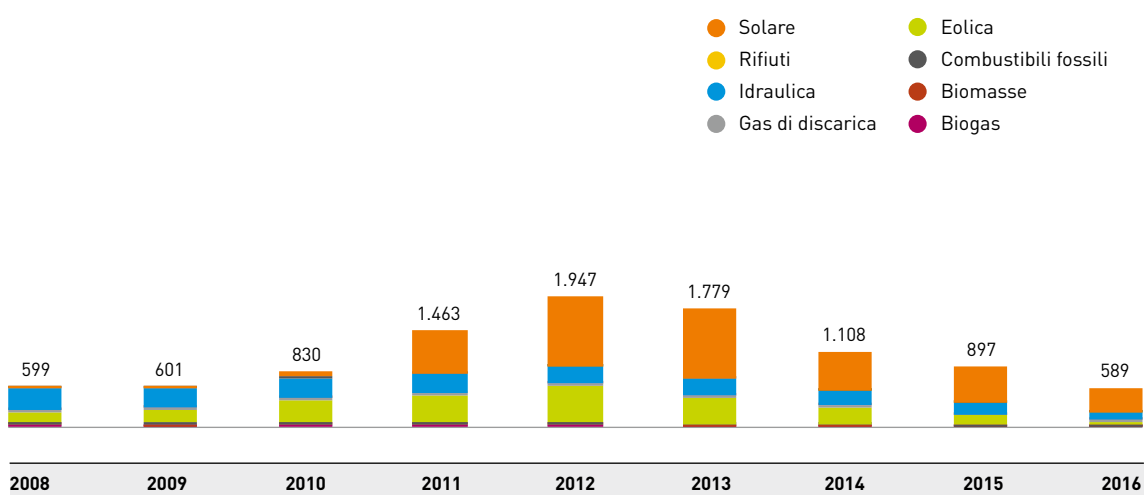


TABELLA 48 EVOLUZIONE DEL COSTO DI RITIRO DELL'ENERGIA IN CONVENZIONE RID [mln €]

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

FIGURA 47 EVOLUZIONE DEL COSTO DI RITIRO DELL'ENERGIA IN CONVENZIONE RID [mln €]



2.8.2 SCAMBIO SUL POSTO

QUADRO NORMATIVO

Il meccanismo dello Scambio sul Posto (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 Scambio sul Posto 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 Cogenerazione ad Alto Rendimento di potenza fino a 200 kW.

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

RISULTATI NEL 2016

Nel corso del 2016, gli impianti che risultano avere beneficiato del servizio di SSP sono 563.214, corrispondenti a una potenza complessiva di 4,8 GW. Rispetto al 2015 si osserva un incremento di oltre 40.000 convenzioni, per un totale di circa 291 MW.

Complessivamente l'energia immessa dagli impianti in Scambio sul Posto nel corso del 2016 risulta pari a 3.100 GWh, l'energia scambiata pari a 2.109 GWh, e il costo totale di ritiro pari a 326 milioni di euro, di cui 27 milioni di euro per la remunerazione delle eccedenze. Tra la classi di potenza, la più rappresentativa è quella tra 3 e 20 kW, con oltre 330.000 impianti, quasi 2,35 GW di potenza, e un impatto di 203 milioni di euro 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.

TABELLA 49 DATI SUGLI IMPIANTI IN SCAMBIO SUL POSTO NEL 2016: 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 a 3 kW	204.677	558	413	504	322	48	2	50
3-20 kW	334.895	2.352	1.699	2.564	1.094	187	16	203
20-500 kW	23.642	1.918	988	4.623	693	63	10	73
TOTALE	563.214	4.829	3.100	7.691	2.109	298	27	326

FIGURA 48 EVOLUZIONE DEL NUMERO DEGLI IMPIANTI IN SSP [n.]

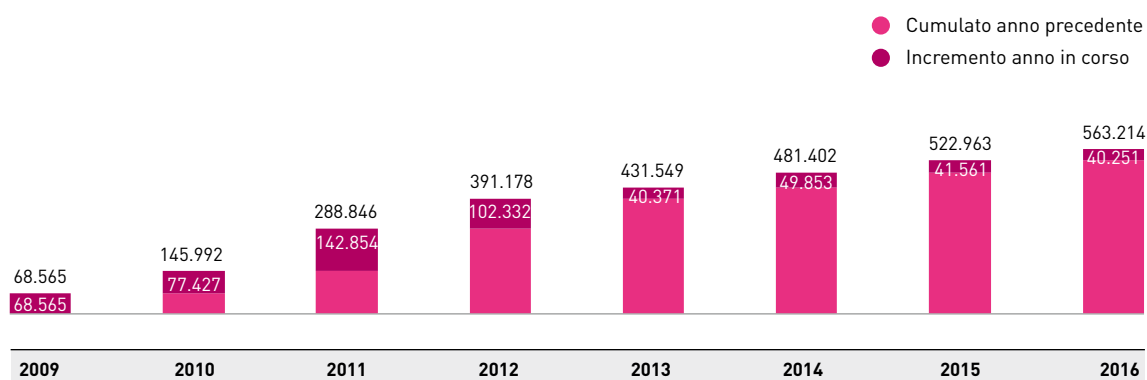


FIGURA 49 EVOLUZIONE DELLA POTENZA DEGLI IMPIANTI IN SSP [MW]

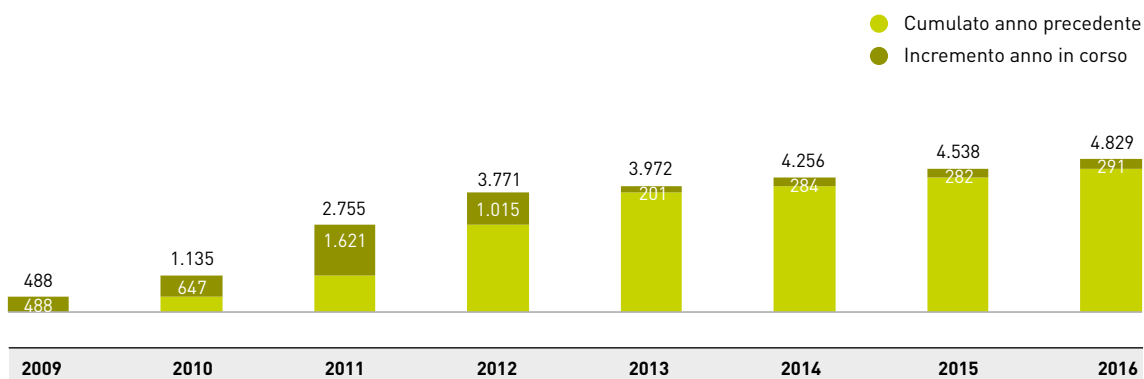


TABELLA 50 DATI SUGLI IMPIANTI IN SCAMBIO SUL POSTO NEL 2016: SUDDIVISIONE PER FONTE

FONTE	Numero convenzioni SSP	Potenza [MW]	Energia immessa [GWh]	Energia prelevata [GWh]	Energia scambiata [GWh]	Contributo SSP [mln €]	Remunera-zione eccedenze [mln €]	Totale costo di ritiro [mln €]
Solare	562.572	4.806	3.080	7.632	2.091	296	27	323
Combustibili fossili	522	20	18	55	16	2	0	2
Eolica	70	0,68	0,31	1,40	0,21	0,03	0,00	0,03
Idraulica	19	0,22	0,52	0,20	0,18	0,03	0,01	0,04
Altri combustibili (idrogeno, ecc.)	15	0,76	0,94	0,95	0,94	0,12	-	0,12
Biogas	12	0,40	0,20	1,13	0,15	0,01	0,00	0,02
Biomasse	4	0,11	0,02	0,45	0,00	0,00	0,00	0,00
TOTALE	563.214	4.829	3.100	7.691	2.109	298	27	326

FIGURA 50 EVOLUZIONE DELL'ENERGIA IMMESA, PRELEVATA E SCAMBIATA DAGLI IMPIANTI IN SSP [GWh]

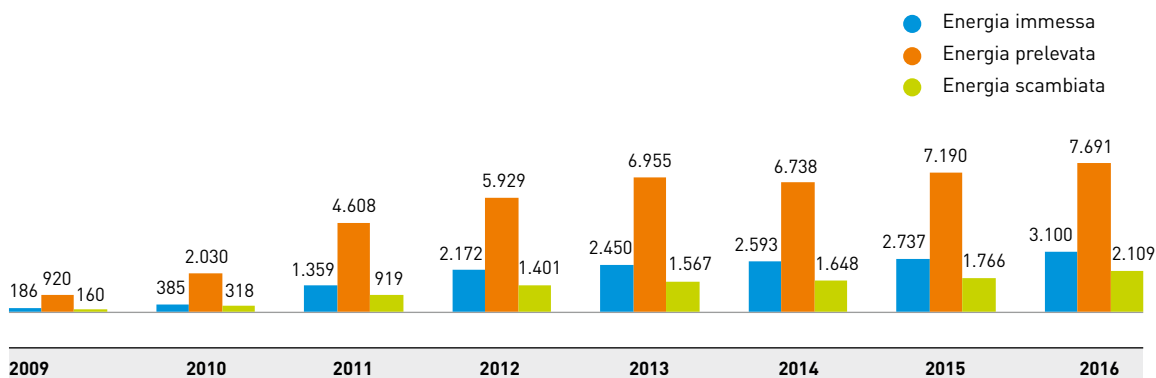
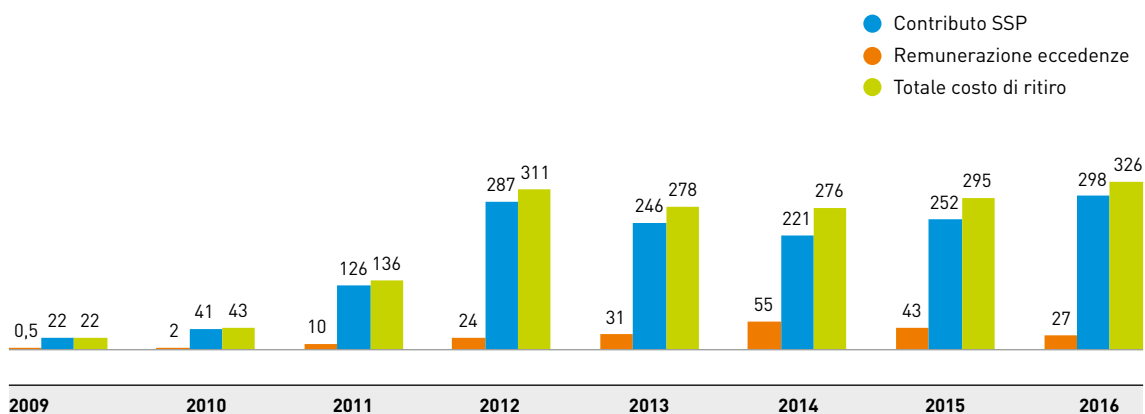


TABELLA 51 DETTAGLIO DELL'EVOLUZIONE DEGLI IMPIANTI IN SCAMBIO SUL POSTO

ANNO	Numero convenzioni SSP	Potenza [MW]	Energia immessa [GWh]	Energia prelevata [GWh]	Energia scambiata [GWh]	Contributo SSP [mln €]	Remunera-zione eccedenze [mln €]	Totale costo di ritiro [mln €]
2009	68.565	488	186	920	160	22	0,5	22
2010	145.992	1.135	385	2.030	318	41	2	43
2011	288.846	2.755	1.359	4.608	919	126	10	136
2012	391.178	3.771	2.172	5.929	1.401	287	24	311
2013	431.549	3.972	2.450	6.955	1.567	246	31	278
2014	481.402	4.256	2.593	6.738	1.648	221	55	276
2015	522.963	4.538	2.737	7.190	1.766	252	43	295
2016	563.214	4.829	3.100	7.691	2.109	298	27	326

FIGURA 51 EVOLUZIONE DEL COSTO DI RITIRO DELL'ENERGIA DEGLI IMPIANTI IN SSP [mln €]



2.9 LA GESTIONE DELLE MISURE DELL'ENERGIA ELETTRICA

2.9.1 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.

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 per esempio:

- D.M. MiSE 5 dicembre 2013 (modalità di incentivazione del biometano immesso nella rete del gas naturale): è stata condotta un'analisi di fattibilità per la telelettura, a 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 su 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): ha richiesto la definizione di 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), che 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 e per la quale sono state svolte dal GSE attività di monitoraggio volte a favorirne l'attuazione da parte dei soggetti interessati.

Nell'arco del 2016, 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 per esempio l'inclinazione dei pannelli e l'altitudine alla quale è ubicato l'impianto, nel caso di impianti fotovoltaici, o le caratteristiche di funzionamento degli aerogeneratori, nel caso di impianti eolici.

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. Questa necessità ha portato, nel corso del 2016, all'individuazione di nuove funzionalità applicative, la cui implementazione avrà inizio nel corso del 2017, anche a supporto di una maggiore trasparenza e facilità di confronto con i gestori di rete e con i produttori.

2.9.2 I DATI RELATIVI ALLA GESTIONE DELLE MISURE NEL 2016

La gestione dei processi di incentivazione e di ritiro dell'energia elettrica ha comportato, per il 2016, una sostanziale conferma del numero dei dati acquisiti e delle misure gestite rispetto all'anno precedente.

In sintesi, nel corso dell'anno 2016, sono stati:

- gestiti i rapporti con 165 gestori di rete;
- acquisiti circa 21 milioni di misure mensili (valori aggregati, per ciascun impianto, su base mensile dell'energia immessa, prodotta e prelevata dalla rete);
- processati circa 2,4 miliardi di dati puntuali di misura (riferiti ai valori di dettaglio quortorari, orari, per fasce o monorari).

In linea generale tutte le misure utilizzate per l'erogazione degli incentivi e per il ritiro dell'energia sono trasmesse da 141 gestori di rete.

Si riportano di seguito alcuni numeri indicativi dei dati gestiti nel corso del 2016, relativamente ai processi di incentivazione, promozione e ritiro dell'energia da parte del GSE.

TABELLA 52 **QUADRO DI RIEPILOGO DELLE MISURE MENSILI ACQUISITE NEL PERIODO 2013-2016**

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

TABELLA 53 **QUADRO DI RIEPILOGO DEI DATI PUNTUALI DI MISURA E FORNITURA PROCESSATI NEL PERIODO 2013-2016 [milioni]**

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

“ Considerando la rapida evoluzione dei mercati energetici, diventa strategico prevedere gli scenari di cambiamento e i relativi impatti per il sistema, per poter intervenire tempestivamente con l'obiettivo di ridurre gli oneri in capo alla collettività.

Nel corso del 2016 il GSE ha ridotto a 0,04 €/MWh la quota residua media unitaria degli oneri di sbilanciamento per i 36,3 TWh complessivi di energia venduti sui mercati, prodotti dalle circa 700.000 unità di produzione per le quali ogni giorno il GSE effettua le previsioni dell'energia immessa in rete. ”



Maria Teresa Fiore e Cecilia Magnanelli



GESTIONE
DELL'ENERGIA
ELETTRICA

3

GESTIONE DELL'ENERGIA ELETTRICA

36,3

TWh

ENERGIA OFFERTA DAL GSE SULLA PIATTAFORMA IPEX GME NEL 2016

709.000

numero medio

DELLE UNITÀ DI PRODUZIONI PER LE QUALI È STATA EFFETTUATA LA PREVISIONE GIORNALIERA DELL'ENERGIA NEL 2016

0,04

€/MWh

QUOTA RESIDUA MEDIA UNITARIA DEGLI ONERI DI SBILANCIAMENTO NEL 2016

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 dicembre 2008 e al D.M. 5 maggio 2011, Ritiro Dedicato (RID), Scambio sul Posto (SSP) e Tariffa Onnicomprensiva (TFO) di cui ai DD.MM. 5 luglio 2012, 6 luglio 2012 e 23 giugno 2016.

NOTA 1
Italian Power Exchange -
Mercato Elettrico Italiano.

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 cinque 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;
- la gestione della trasparenza sui mercati energetici attraverso la pubblicazione delle informazioni privilegiate riguardanti le indisponibilità per gli impianti di potenza superiore ai 100 MW di cui il GSE è Utente del Dispacciamento, e il reporting, tramite la piattaforma PDR messa a disposizione dal GME, nei confronti di ACER (Agency for the Cooperation of Energy Regulators) di tutti i dati inerenti alle operazioni effettuate sui vari mercati.

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 Mercato del Giorno Prima (MGP), sul Mercato Infragiornaliero (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 Mercato Infragiornaliero;
- 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 Mercato del Giorno Prima (MGP) e al Mercato Infragiornaliero (articolato su cinque sessioni MI1, MI2, MI3, MI4 e MI5), nell'ambito del Mercato Elettrico a Pronti (MPE). Il GSE non partecipa, invece, al Mercato dei Servizi di Dispacciamento (MSD).

MERCATO DEL GIORNO PRIMA

L'energia collocata dal GSE sulla piattaforma MGP nel corso del 2016, relativa per circa il 70% a unità a fonte rinnovabile non programmabile, è stata pari a 36,3 TWh, e ha rappresentato il 12,5% dell'energia totale transitata in borsa (piattaforma IPEX del GME) pari a 289,7 TWh.

IL MERCATO INFRAGIORNALIERO

Il GSE partecipa alle cinque sessioni del Mercato Infragiornaliero, per le unità di produzione di cui è utente del dispacciamento, al fine di correggere il programma in immissione in esito al Mercato del Giorno Prima. 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 A3 e quindi alla collettività.

Nel 2016 il GSE ha collocato, attraverso la presentazione di offerte di acquisto e vendita giornaliere sul Mercato del Giorno Prima e sui Mercati Infragiornalieri, 36,3 TWh di energia elettrica.

I ricavi complessivi ottenuti per l'anno 2016 sono stati pari a 1.486 milioni di euro.

Come si vede nella tabella seguente, il ricavo medio unitario nel corso degli ultimi anni è diminuito principalmente per l'effetto di riduzione dei prezzi all'ingrosso dell'energia sui mercati MGP.

TABELLA 1 ENERGIA COLLOCATA DAL GSE SU MGP E RICAVI NETTI - TREND PER MESE		
MESE	Quantità vendute su MGP [MWh]	Ricavi MGP [€]
Gennaio	2.493.892	112.583.164
Febbraio	2.431.064	88.016.327
Marzo	2.976.068	102.099.847
Aprile	3.359.404	104.365.877
Maggio	3.749.759	126.378.038
Giugno	3.668.924	134.048.637
Luglio	3.696.449	157.616.427
Agosto	3.420.835	122.755.247
Settembre	2.987.002	127.583.262
Ottobre	2.695.038	138.598.190
Novembre	2.408.223	138.273.007
Dicembre	2.393.977	134.096.608
TOTALE 2016	36.280.636	1.486.414.631

Nella tabella seguente è rappresentato il controvalore dei ricavi delle vendite di energia sul MGP per l'anno 2016, con una ripartizione per ogni zona di mercato.

TABELLA 2 ENERGIA COLLOCATA DAL GSE SU MGP E RICAVI NETTI - TREND PER ZONA		
ZONA	Quantità vendute su MGP [MWh]	Ricavi MGP [€]
Centro Nord	5.233.870	220.556.694
Centro Sud	3.620.740	143.888.123
Nord	16.078.113	668.583.978
Sardegna	5.640.598	232.472.676
Sicilia	1.355.416	58.408.248
Sud	4.351.899	162.504.913
TOTALE 2016	36.280.636	1.486.414.631

Per quanto riguarda le contrattazioni sui mercati MI per l'anno 2016 si fa presente che:

- il controvalore dell'energia venduta su MI è stato pari a 0,8 milioni di euro a fronte di 0,022 TWh;
- il costo dell'energia acquistata sullo stesso mercato è stato di 1,7 milioni di euro per 0,039 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]
2014	47	2.339	50
2015	40	2.032	51
2016	36	1.486	41

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 2016 E CORRISPONDENTE CONTROVALORE

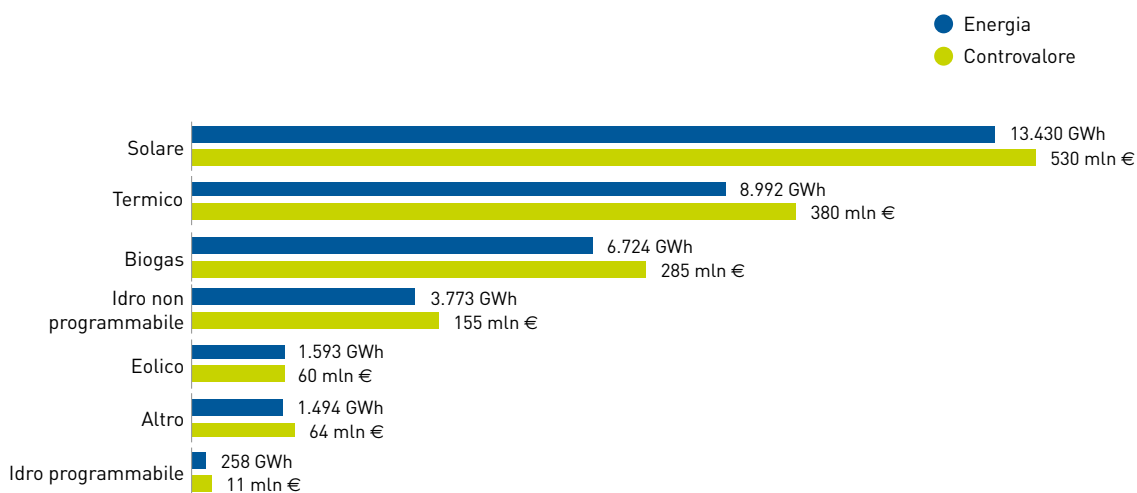
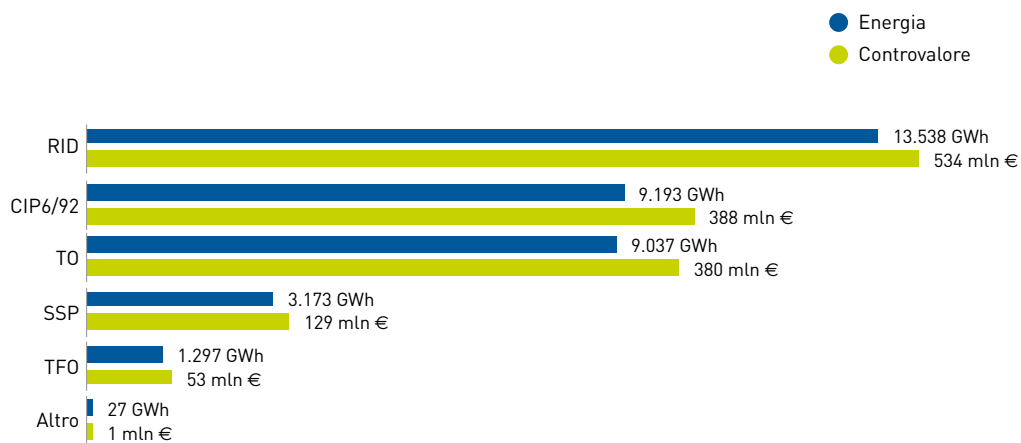


FIGURA 2 SUDDIVISIONE PER MECCANISMO DELL'ENERGIA COLLOCATA SU MGP NEL 2016 E CORRISPONDENTE CONTROVALORE



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 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 2016 l'AEEGSI ha introdotto con la Delibera 800/2016/R/eel alcune novità in merito alla valorizzazione economica (pricing) degli sbilanciamenti delle unità di produzioni programmabili. In particolare, a partire dal mese di agosto 2016, la nuova metodologia dei prezzi di sbilanciamento prevede l'introduzione di una soglia di tolleranza, superata la quale verranno applicati da Terna prezzi differenti, ottenuti attraverso un meccanismo di dual pricing.

L'impegno del GSE è finalizzato a ridurre gli oneri di sbilanciamento, con conseguente beneficio per la componente A3 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.

Per l'anno 2016, l'ammontare dell'onere di sbilanciamento di tutte le unità di produzione inserite nel contratto di dispacciamento del GSE è stato pari a 17,6² milioni di euro (importo attivo per il GSE), a fronte di un'energia sbilanciata pari a 436 GWh (circa l'1,20% dei 36,3 TWh venduti sul mercato elettrico).

NOTA 2
I valori relativi agli oneri di sbilanciamento e alla quota residua 2016 includono sia i dati di acconto sia i dati di conguaglio del primo semestre 2016.

ONERI DI SBILANCIAMENTO PER IMPIANTI CIP6/92

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 rilevanti, nel periodo compreso tra gennaio e dicembre 2016, è così riassumibile:

- oneri di sbilanciamento totali pari a circa 3 milioni di euro (importo attivo per il GSE);
- quota residua premiante degli oneri di sbilanciamento pari a circa 1,5 milioni di euro, che sono stati trasferiti come "alleggerimento" per la componente A3.

ONERI DI SBILANCIAMENTO PER IMPIANTI PROGRAMMABILI NON RILEVANTI (PUNTO DI DISPACCIAMENTO X)

Il GSE ripartisce la quota residua dei corrispettivi di sbilanciamento imputati da Terna tra tutti gli impianti alimentati da fonte rinnovabile programmabile secondo le modalità previste dalla Delibera AEEGSI 280/07 e s.m.i. Per gli impianti in Ritiro Dedicato (RID) e Tariffa Fissa Onnicomprensiva FER (D.M. 6 luglio 2012) tale quota residua è trasferita ai produttori, mentre per gli impianti che godono della Tariffa Onnicomprensiva (TO) tale quota residua resta in capo alla collettività.

Dal punto di vista economico, per l'anno 2016 i dati sono stati i seguenti:

- oneri di sbilanciamento totali pari a circa 9,8 milioni di euro (importo attivo per il GSE);

- quota residua premiante degli oneri di sbilanciamento pari a circa 0,5 milioni di euro, di cui 0,2 milioni di euro a favore dei produttori e 0,3 milioni di euro trasferiti come “alleggerimento” per la componente A3.

Nell'anno 2016, per gli impianti non rilevanti programmabili, il GSE è riuscito a ottenere per i produttori una quota residua media di sbilanciamento premiante pari a 0,27 €/MWh.

ONERI DI SBILANCIAMENTO PER IMPIANTI NON PROGRAMMABILI NON RILEVANTI (PUNTO DI DISPACCIAMENTO Y)

Nell'anno 2016, per gli impianti non rilevanti non programmabili, il GSE è riuscito a minimizzare i rischi di sbilanciamento per i produttori, raggiungendo una quota residua media di sbilanciamento penalizzante pari a 0,16 €/MWh.

ONERI DI SBILANCIAMENTO PER IMPIANTI NON PROGRAMMABILI RILEVANTI RID

Per quanto riguarda gli impianti in Ritiro Dedicato, per l'anno 2016 i dati sono stati i seguenti:

- oneri di sbilanciamento totali pari a circa 4,9 milioni di euro (importo attivo per il GSE);
- quota residua premiante degli oneri di sbilanciamento pari a circa 0,2 milioni di euro a favore dei produttori.

In particolare si fa notare che, per gli impianti rilevanti non programmabili RID, il GSE è riuscito, nel corso del 2016, a minimizzare i rischi di sbilanciamento per i produttori, raggiungendo una quota residua media di sbilanciamento premiante pari a 0,12 €/MWh.

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

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

Le attività espletate dal GSE consistono nella:

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

Complessivamente, nel corso del 2016, l'energia acquistata sul Mercato del Giorno Prima è stata pari a circa 5,7 TWh, per un controvalore di circa 254 milioni di euro.

3.7 PREVISIONE DELL'ENERGIA DA COLLOCARE SUI MERCATI E MANCATA PRODUZIONE EOLICA

3.7.1 PREVISIONE DELL'ENERGIA IMMESSA IN RETE

Ai sensi di quanto previsto dalla Delibera ARG/elt 5/10, per ottimizzare l'acquisizione delle risorse di dispacciamento, a partire dal luglio 2011, il GSE invia a Terna, due volte al giorno e per un arco temporale di 72 ore, la previsione delle immissioni di tutti gli impianti non rilevanti a fonte rinnovabile non programmabile.

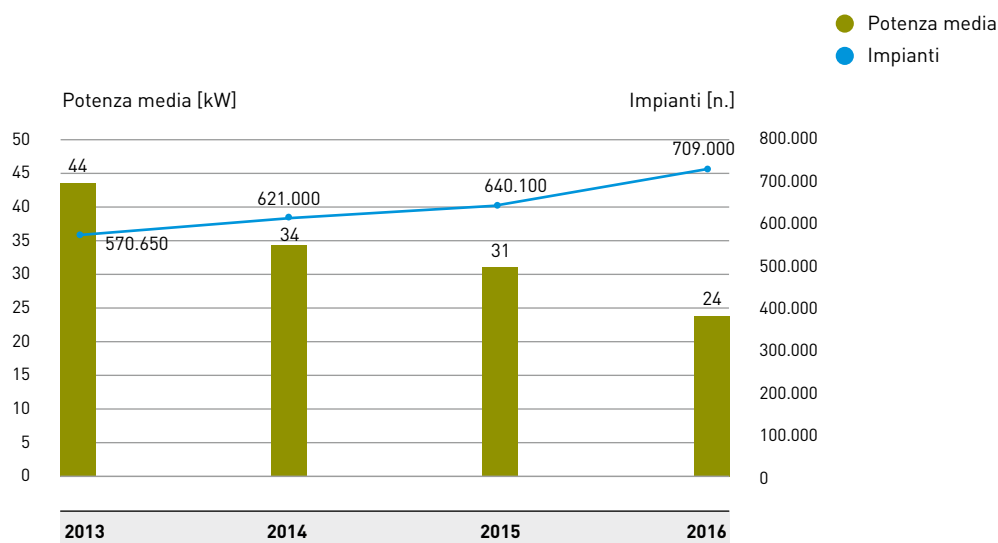
I sistemi previsionali del GSE effettuano la previsione dell'energia immessa in rete dagli impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili (principalmente unità fotovoltaiche, eoliche e idroelettriche ad acqua fluente) sia rilevanti sia non rilevanti. Tali sistemi previsionali mettono a disposizione 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 2016 è stato di circa 709.000 impianti e 17 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 zonal), 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 2016, 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 2013-2016 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 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 2016 l'attività di ottimizzazione delle previsioni ha consentito di realizzare un miglioramento della performance dei modelli rispetto al 2015.

A tal proposito si fa notare che per le unità di produzione non programmabili si è ottenuta una riduzione di tre punti percentuali dell'errore medio degli sbilanciamenti.

3.7.2 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 precisione 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, a livello sia 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 e fonte d'alimentazione.

L'attività di telelettura svolta comprende le seguenti fasi:

- fine-tuning con modelli statistici per l'ottimizzazione del target di tipologia impiantistica, localizzazione e numerosità del campione di impianti da selezione a seguito dei punti di misura inseriti nel sistema di telelettura;
- 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.

3.7.3 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 5/10, 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 2016

Il calcolo energetico della MPE relativo al 2016, 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.

È importante sottolineare questi aspetti in quanto l'aggiornamento mensile dei dati del 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.

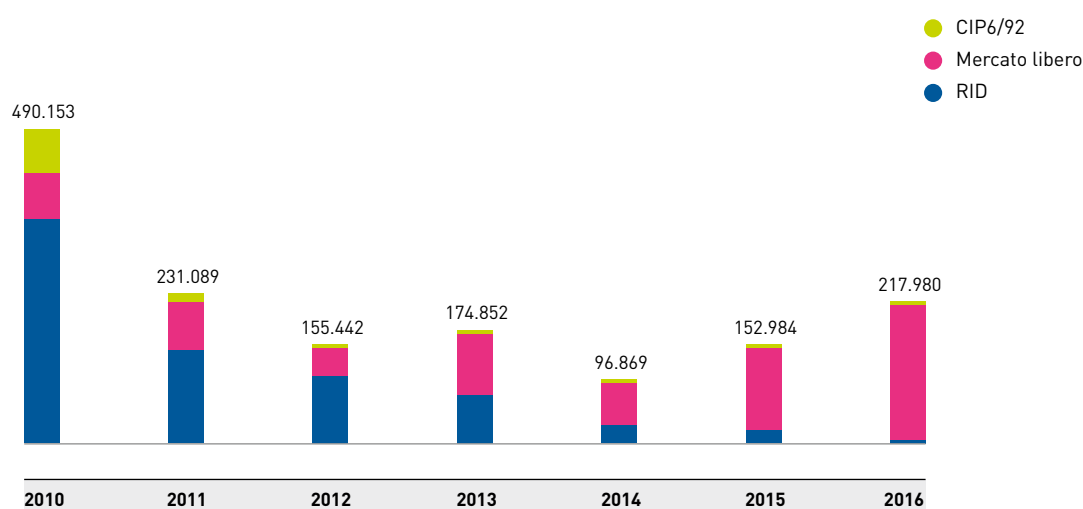
Nella tabella seguente è mostrato il valore energetico MPE, con il dettaglio del regime commerciale delle unità di produzione dispacciate da Terna. Come si può notare, l'energia oggetto di MPE per le unità di produzione convenzionate RID e CIP6/92 è, rispettivamente, 3,6 GWh e 1,6 GWh, mentre la maggior parte della MPE è relativa a unità operanti sul mercato libero (circa 213 GWh).

TABELLA 4 VALORE ENERGETICO MPE PER REGIME DI RITIRO DELL'ENERGIA IMMESA IN RETE DALLE UNITÀ DI PRODUZIONE [MWh]

REGIME COMMERCIALE	MPE
RID	3.595
Mercato libero	212.760
CIP6/92	1.625
TOTALE	217.980

Il controvalore delle partite energetiche MPE riferite alle unità convenzionate RID e CIP6/92 si attesta per il 2016 a circa 0,2 milioni di euro.

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 5/10 (2010-11), in concomitanza con le 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 ottenere nel 2016 valori in linea con quelli del 2011.

FIGURA 4 EVOLUZIONE DELL'ENERGIA RELATIVA ALLA MANCATA PRODUZIONE EOLICA SUDDIVISA PER REGIME COMMERCIALE [MWh]

TABELLA 5 EVOLUZIONE DELL'ENERGIA RELATIVA ALLA MANCATA PRODUZIONE EOLICA SUDDIVISA PER REGIME COMMERCIALE [MWh]

REGIME COMMERCIALE	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
RID	348.375	147.550	104.872	73.138	30.033	21.769	3.595
Mercato libero	72.995	73.800	44.471	98.486	65.460	128.071	212.760
CIP6/92	68.783	9.739	6.099	3.228	1.376	3.144	1.625
TOTALE	490.153	231.089	155.442	174.852	96.869	152.984	217.980

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

Nel corso dell'anno 2016 il GSE è riuscito a raggiungere tutti gli obiettivi prefissati in merito alla riduzione dell'errore medio di sbilanciamento a seguito del continuo miglioramento delle attività di previsione e vendita dell'energia elettrica sui mercati.

Questi risultati comportano un vantaggio per la collettività in quanto hanno consentito di ridurre l'onere degli sbilanciamenti e quindi la componente A3.

In particolare, il GSE nell'anno 2016 ha migliorato le proprie performance previsionarie riducendo di oltre 3 punti percentuali l'errore medio dello sbilanciamento rispetto all'anno precedente. Tali risultati sono stati ottenuti principalmente grazie alle seguenti attività:

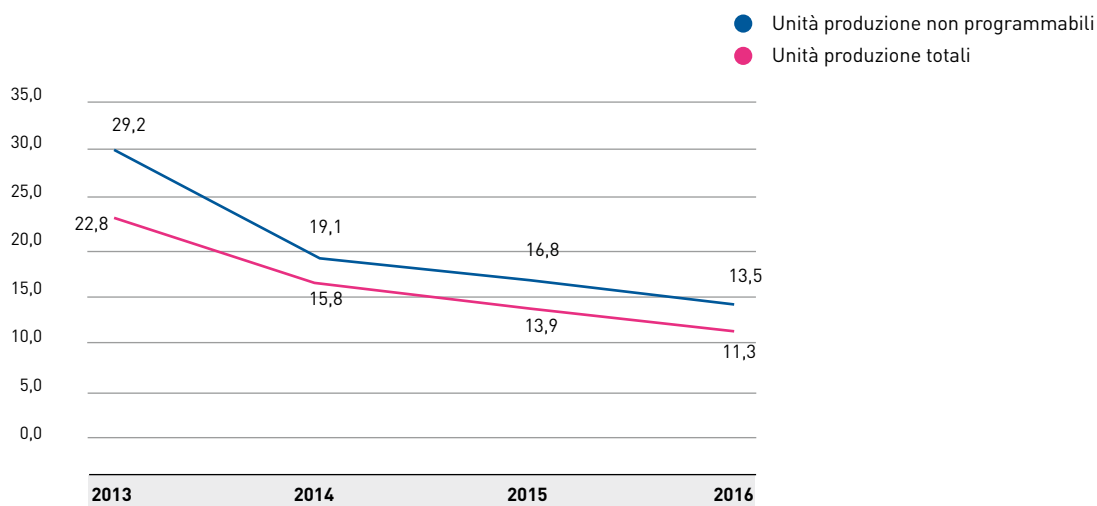
- ottimizzazione dei dati di alimentazione dei modelli previsionali (radiazione, dati fonte primaria, misure, ecc.);
- continuo fine-tuning del profilo di energia da collocare ora per ora sul mercato sulla base dei dati di misura a consuntivo ricevuti dal settlement;
- implementazione di nuovi algoritmi 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 fisico ed economico.

Nel corso del 2016 il GSE ha conseguito una quota residua media unitaria penalizzante degli oneri degli sbilanciamenti di solo 0,04 €/MWh per tutta l'energia venduta sui mercati (36,3 TWh) con un impatto minimo e quasi nullo per la collettività.

Nella figura seguente si evince come nel corso degli ultimi 4 anni (dal 2013 al 2016) l'errore medio (calcolato come rapporto dello sbilanciamento assoluto sulla misura) è stato ridotto dal GSE di oltre la metà, passando da un valore di oltre il 22% nel 2013 a circa l'11% nel 2016.

FIGURA 5 EVOLUZIONE INCIDENZA PERCENTUALE DEGLI SBILANCIAMENTI ASSOLUTI SULLA MISURA [%]





ONERI DI
INCENTIVAZIONE
NEL SETTORE
ELETTRICO

4

“ Nel settore elettrico il 2016 ha visto raggiungersi un picco nel valore degli oneri di incentivazione – 14,4 miliardi di euro – a causa della sovrapposizione tra il ritiro dei Certificati Verdi di anni precedenti e l'erogazione dell'incentivo che proprio dal 2016 ha sostituito il regime dei Certificati Verdi. Nei prossimi anni si prevede una graduale riduzione degli oneri di incentivazione, per via dei numerosi impianti che giungono al termine del periodo di supporto, solo parzialmente compensati dai nuovi impianti, il cui livello di incentivazione è inferiore rispetto al passato. ”



Arianna Rocchetti e Alma Laratro

ONERI DI INCENTIVAZIONE NEL SETTORE ELETTRICO

15,9

miliardi di euro

COSTI PER
L'INCENTIVAZIONE E
L'ACQUISTO DELL'ENERGIA
ELETTRICA NEL 2016

1,5

miliardi di euro

RICAVI DELLA VENDITA
DELL'ENERGIA ELETTRICA
NEL 2016

14,4

miliardi di euro

ONERI DI INCENTIVAZIONE
NEL 2016

La gestione dei meccanismi di incentivazione e di ritiro dell'energia elettrica genera costi, essenzialmente legati agli incentivi erogati, all'acquisto dell'energia e al ritiro dei Certificati Verdi, 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'AEEGSI 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.

Si precisa che i dati presenti nei paragrafi successivi non sono definitivi e pertanto potrebbero essere soggetti a variazioni. Si rimanda alla successiva pubblicazione del bilancio d'esercizio 2016 per un eventuale aggiornamento dei valori.

4.1 ONERI DI INCENTIVAZIONE NEL 2016

4.1.1 COSTI PER L'INCENTIVAZIONE E L'ACQUISTO DELL'ENERGIA ELETTRICA

I costi sostenuti dal GSE nella 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) e dell'energia prodotta netta immessa in rete dagli impianti ammessi agli incentivi introdotti dai DD.MM. 6 luglio 2012 e 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 (CIP6/92, Ritiro Dedicato, Scambio sul Posto, Tariffe Onnicomprensive ai sensi dei vari Decreti);
- il ritiro dei Certificati Verdi e l'incentivazione dell'energia prodotta netta sostitutiva dei CV.

Per l'anno 2016 i costi sostenuti dal GSE ammontano complessivamente a un valore pari a circa 15,9 miliardi di euro. Di seguito vengono descritte le principali voci di costo per ciascuna partita energetica.

L'energia CIP6/92 ritirata nell'anno 2016 è stata pari a 9,2 TWh, con un costo complessivo di circa 0,9 miliardi di euro. 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 0,4 miliardi di euro. Il resto è dovuto al riconoscimento delle componenti CEI e INC per un totale di 0,5 miliardi di euro. Nei prossimi anni il costo relativo al ritiro dell'energia CIP6/92 si ridurrà per la progressiva scadenza del periodo incentivante delle convenzioni.

Il D.Lgs. 28/11 ha previsto che il GSE ritiri annualmente i Certificati Verdi 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 Legge 244/07. Tale disposizione, relativamente ai CV ritirati dal GSE nel corso del 2016, ha comportato un onere di 2,1 miliardi di euro. Inoltre, in virtù della conclusione del meccanismo dei Certificati Verdi, il GSE, a partire dal 2016, ha avviato il processo di incentivazione degli impianti FER che avevano in precedenza usufruito dei CV, sulla base della produzione netta incentivata, così come previsto dal D.M. 6 luglio 2012: a fronte di circa 32,3 TWh di energia sono stati erogati incentivi per 3,3 miliardi di euro.

Il costo per l'incentivazione dei circa 20,7 TWh di energia relativi agli impianti fotovoltaici, che hanno avuto accesso ai vari Conti Energia, è stato nel 2016 pari a circa 6 miliardi di euro.

Nel 2016 il GSE ha ritirato circa 8,8 TWh di energia in Tariffa Onnicomprensiva. Il costo corrispondente è stato pari a circa 2,3 miliardi di euro.

In relazione ai DD.MM. 6 luglio 2012 e 23 giugno 2016, il GSE ha provveduto al ritiro e all'incentivazione di 3,3 TWh di energia con un relativo costo di circa 0,4 miliardi di euro. All'acquisto dell'energia tramite il meccanismo del Ritiro Dedicato, relativo nel 2016 a 13,8 TWh, è corrisposto un costo di circa 0,6 miliardi di euro. Tale costo è connesso al pagamento dell'energia immessa in rete, valorizzata al prezzo zonale orario di mercato o ai prezzi minimi garantiti.

Per quanto riguarda il meccanismo dello Scambio sul Posto, a fronte dei circa 2,1 TWh di energia scambiata si è avuto un costo di circa 0,3 miliardi di euro.

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

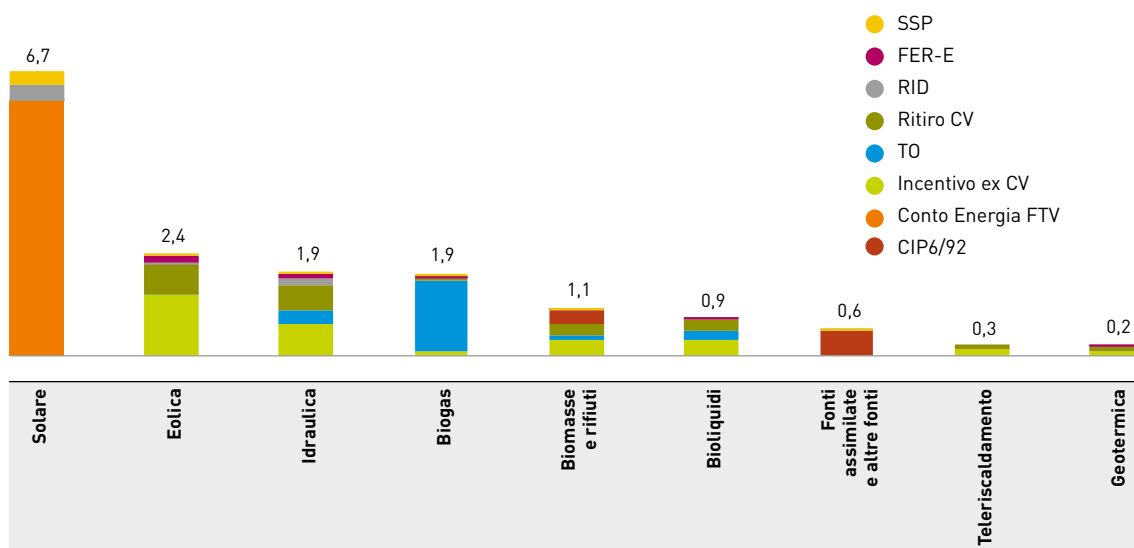
TABELLA 1 COSTO DI INCENTIVAZIONE PER FONTE E REGIME COMMERCIALE [mln €]

FONTE/MECCANISMO	Conto Energia FTV	Incentivo ex CV	TO	Ritiro CV	CIP6/92	RID ⁽¹⁾	FER-E	SSP	Totale
Solare	6.018	0	-	0	-	368	-	323	6.710
Eolica	-	1.454	7	697	11	55	139	0	2.363
Idraulica	-	750	302	637	-	134	94	0	1.917
Biogas	-	78	1.679	47	5	20	76	0	1.905
Biomasse e rifiuti	-	396	97	231	334	6	27	0	1.090
Bioliquidi	-	380	222	253	-	2	0	-	857
Fonti assimilate e altre fonti	-	-	-	-	578	13	-	2	593
Teleriscaldamento	-	141	-	123	-	-	-	-	264
Geotermica	-	121	-	80	-	0	16	-	216
TOTALE	6.018	3.320	2.307	2.067	928	598	353	326	15.916

(1) Include il costo, pari a 9 milioni di euro, relativo all'erogazione dei prezzi minimi garantiti per l'energia di impianti sul mercato libero.

Si osserva come nel 2016 gli incentivi alla fonte solare (fotovoltaica) costituiscano nettamente il maggior contributo al costo di incentivazione, seguiti da quelli alla fonte eolica, idraulica, e bioenergie.

FIGURA 1 COSTO DI INCENTIVAZIONE PER FONTE E REGIME COMMERCIALE [mld €]



4.1.2 RICAVI DELLA VENDITA DELL'ENERGIA ELETTRICA

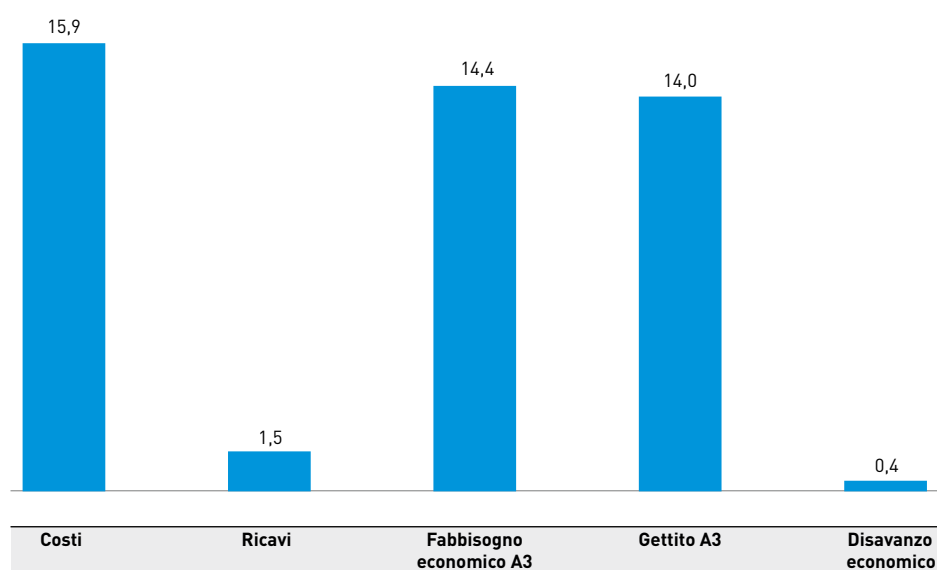
Come indicato in precedenza, i costi sostenuti dal GSE per l'erogazione degli incentivi sono in parte compensati dai ricavi provenienti dalla vendita sul mercato dell'energia elettrica ritirata.

Nel 2016 il GSE ha collocato, attraverso la presentazione di offerte di acquisto e vendita giornaliere su MGP e sui MI, 36,3 TWh di energia elettrica. I ricavi complessivi ottenuti per l'anno 2016 sono stati pari a 1.486 milioni di euro.

4.1.3 FABBISOGNO ECONOMICO E GETTITO DELLA COMPONENTE A3

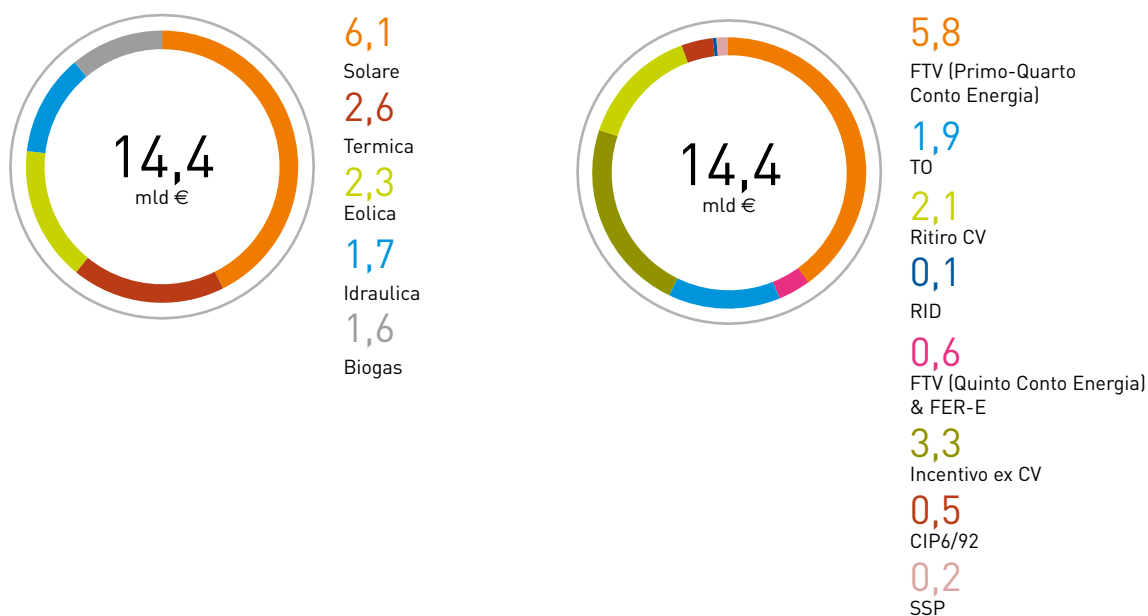
Per il 2016, la differenza tra costi (circa 15,9 miliardi di euro) e ricavi (circa 1,5 miliardi di euro) ha determinato un onere e, dunque, un fabbisogno economico della componente A3, pari a 14,4 miliardi di euro. Il gettito A3 raccolto da parte dei distributori connessi alla rete di trasmissione nazionale per l'anno 2016 è stato pari a circa 14 miliardi di euro. Pertanto, per l'anno 2016 è rilevato un lieve disavanzo economico.

FIGURA 2 FABBISOGNO ECONOMICO E GETTITO DELLA COMPONENTE A3 NEL 2016 [mld €]



Si riporta di seguito una stima della ripartizione del fabbisogno A3 relativo al 2016 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 2016 PER FONTE E REGIME COMMERCIALE [mld €]



Ipotizzando di utilizzare le aliquote stabilite attraverso la Delibera 534/2016/R/com, che aggiorna la componente tariffaria A3 per l'ultimo trimestre 2016, 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 residente con 3 kW di potenza e consumi per 2.640 kWh/anno	102
Domestico residente con 3 kW di potenza e consumi per 3.500 kWh/anno	165
In bassa tensione con 10 kW di potenza e consumi per 15.000 kWh/anno	1.163
In media tensione con 500 kW e 2.000 ore/anno di utilizzazione	51.405
In alta tensione con 3 MW di potenza e 2.500 ore/anno di utilizzazione	321.736

4.2 EVOLUZIONE DELLA COMPONENTE A3

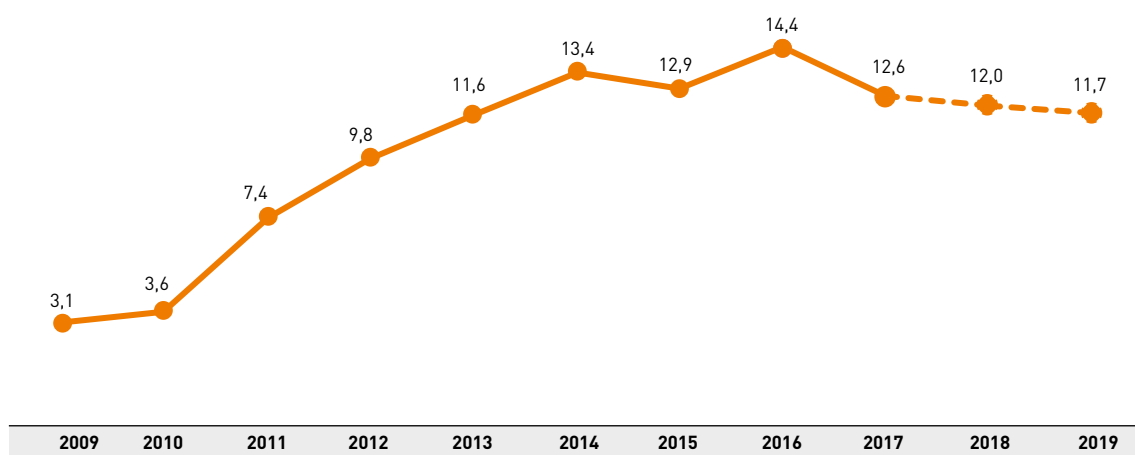
Si riporta di seguito l'evoluzione del fabbisogno economico A3 a partire dal 2009, con indicazione del trend previsto fino al 2019. Il fabbisogno economico A3 è cresciuto rapidamente da circa 3 miliardi di euro nel 2009 a circa 13 miliardi di euro nel 2014 e 2015.

Per l'anno 2016 il fabbisogno economico A3 si attesta sui 14,4 miliardi di euro, in incremento rispetto al 2015; la variazione è principalmente determinata dal passaggio dal meccanismo dei Certificati Verdi ai nuovi meccanismi di incentivazione introdotti dal D.M. 6 luglio 2012. Il GSE, infatti, nel corso dell'anno 2016 ha continuato a sostenere costi per il ritiro dei Certificati Verdi, emessi a fronte di energia prodotta negli anni precedenti, cui si sono aggiunti gli oneri di incentivazione dell'energia prodotta nel 2016 per gli impianti aderenti al nuovo meccanismo.

Per il 2017 si prevede un decremento del fabbisogno economico, stimabile in via preliminare in circa 12,6 miliardi di euro, principalmente a seguito della conclusione dell'iter di ritiro dei Certificati Verdi.

Nel 2018 e 2019 si prevede una riduzione del fabbisogno A3 per la conclusione del periodo di incentivazione di diversi impianti.

FIGURA 4 EVOLUZIONE DEL FABBISOGNO ECONOMICO A3 E STIMA AL 2019 [mld €]



4.3 SCENARI DI LUNGO TERMINE

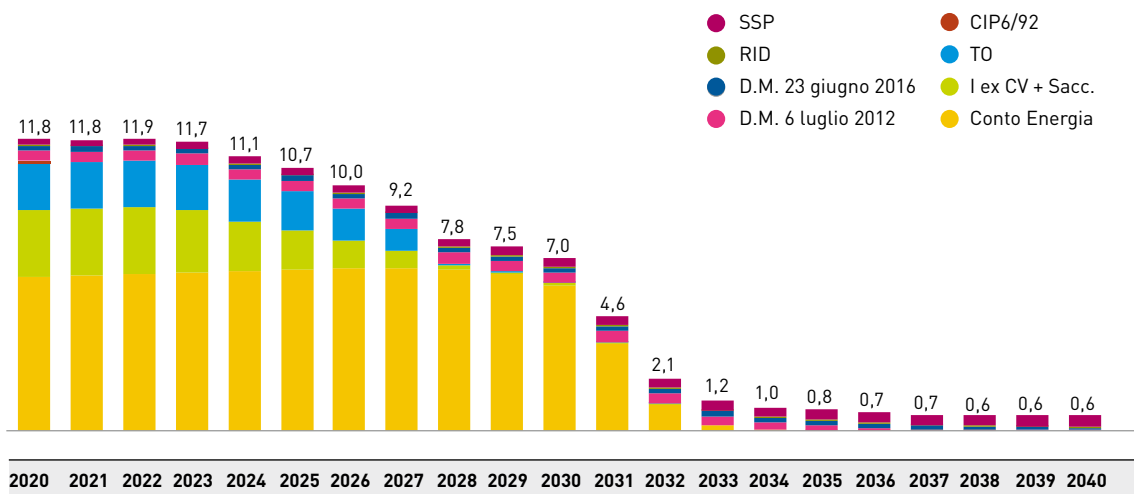
L'onere di incentivazione è determinato da un insieme di contributi, relativi ai diversi schemi di supporto, ciascuno avente specifiche caratteristiche in termini di entità e durata dell'incentivo. Accanto a incentivi che devono ancora dispiegare buona parte dei loro effetti economici, quali i DD.MM. 6 luglio 2012 e 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 Conto Energia 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 Scambio sul Posto 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 46 €/MWh, derivante dagli esiti dei mercati a termine.

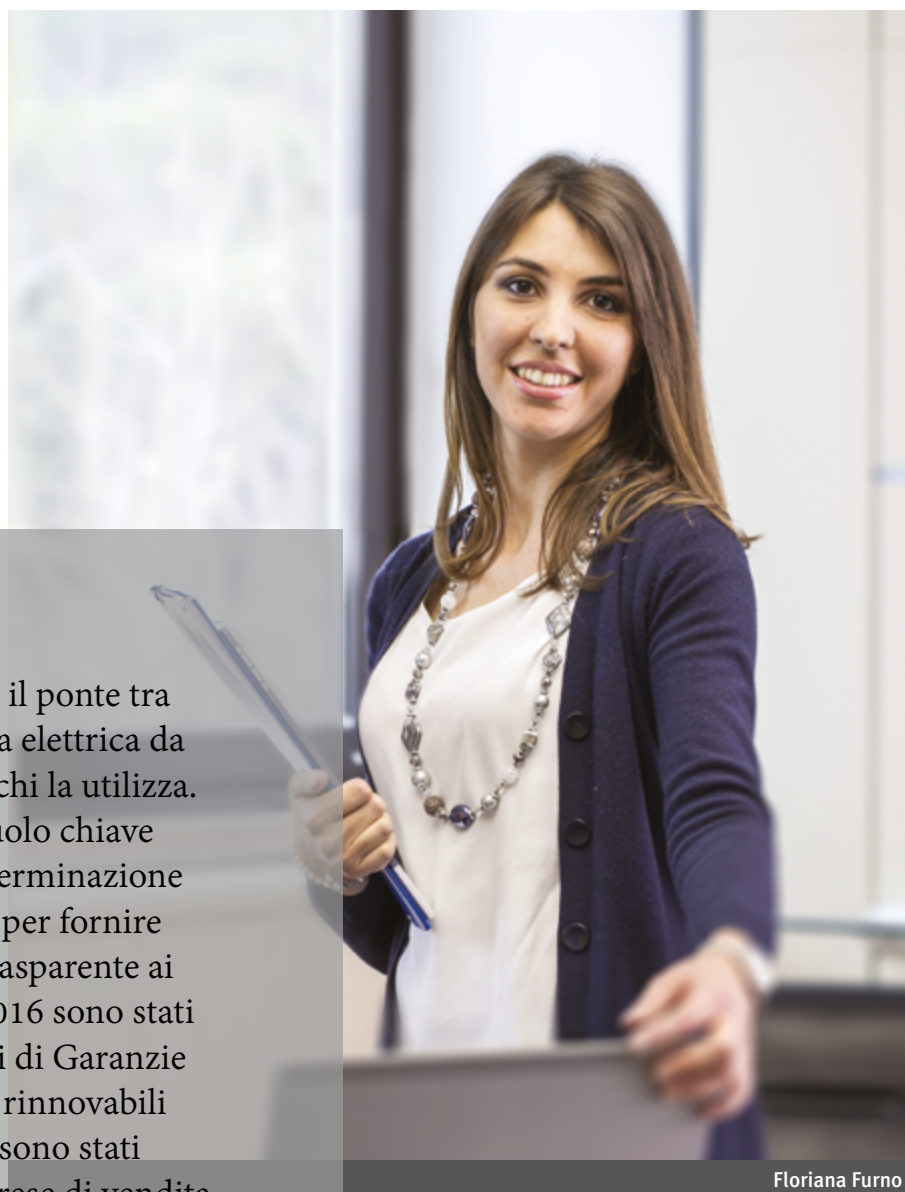
L'andamento dello scenario elaborato risulta principalmente influenzato dalle dinamiche di uscita dai meccanismi di incentivazione esistenti.

FIGURA 5 SCENARIO DI LUNGO TERMINE DEL FABBISOGNO DI INCENTIVAZIONE A3 [mld €]



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.

“ Stiamo costruendo il ponte tra chi produce energia elettrica da fonti rinnovabili e chi la utilizza. Il GSE svolge un ruolo chiave nel processo di determinazione del mix energetico per fornire un'informazione trasparente ai clienti finali. Nel 2016 sono stati emessi 40,2 milioni di Garanzie di Origine da fonti rinnovabili di cui 38,8 milioni sono stati annullati dalle imprese di vendita ai fini della caratterizzazione rinnovabile del proprio mix di approvvigionamento. ”



Floriana Furno



CERTIFICAZIONE
DEGLI IMPIANTI
E DELL'ENERGIA

5

CERTIFICAZIONE DEGLI IMPIANTI E DELL'ENERGIA

40

**milioni
di Garanzie di Origine**

EMESSE NEL CORSO DEL
2016 (21,6 MILIONI PER
PRODUZIONI 2016 E 18,5
MILIONI PER PRODUZIONI
2015)

18

**milioni
di Garanzie di Origine**

VENDUTE ATTRAVERSO LE
ASTE ORGANIZZATE DAL
GSE NEL CORSO DEL 2016
(+290% RISPETTO AL 2015)

629

offerte verdi

DELLE IMPRESE DI
VENDITA RISULTANTI
NEL 2015

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 con 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 Ritiro Dedicato, dello Scambio sul Posto e degli incentivi onnicomprensivi (CIP6/g2, 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 cui la produzione di energia elettrica è riferita e, comunque, non oltre il 31 marzo dell'anno successivo a quello di produzione.

I titoli di GO vengono rilasciati e annullati in maniera elettronica tramite l'apposito portale web gestito dal GSE, con possibilità anche di scambio con l'estero attraverso l'hub dell'Association of Issuing Bodies (AIB), secondo lo standard European Energy Certificate System, con 24 Paesi aderenti al 2016. 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 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'AEEGSI con la Delibera 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.

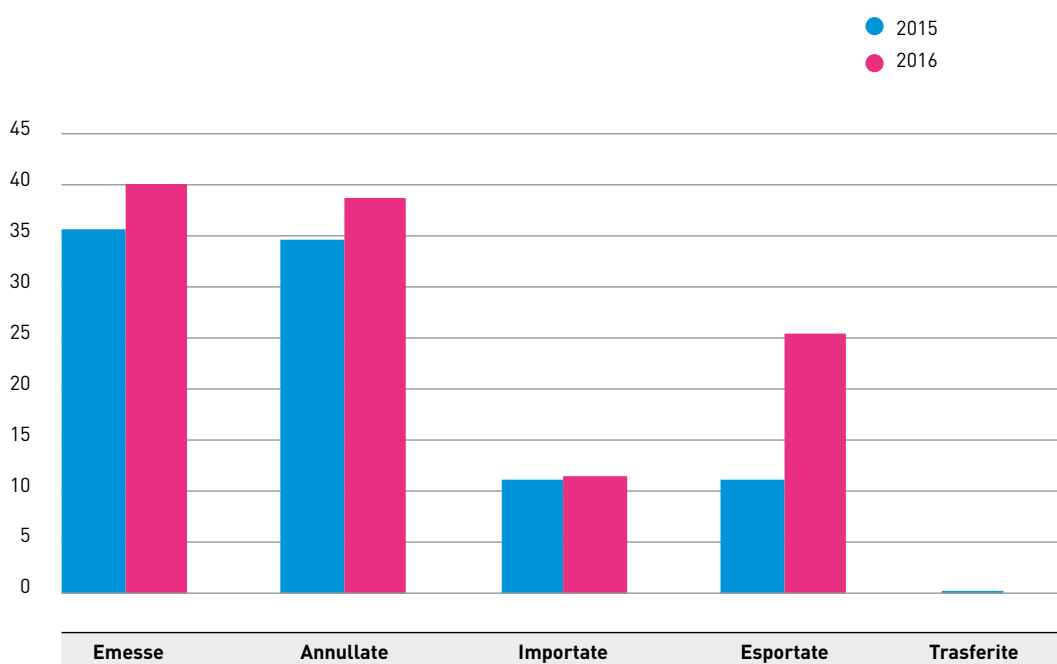
Al 31 dicembre 2016 sono risultati qualificati IGO 1.016 impianti, per complessivi 25 GW di potenza. I titoli rilasciati nel corso dell'anno, per richieste provenienti da 667 impianti, sono stati circa 40 milioni, di cui 18,5 milioni relativi alle produzioni del 2015 e 21,6 milioni a quelle del 2016.

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 2015-2016

	EMESSE	ANNULLATE	IMPORTATE	ESPORTATE	TRASFERITE
2015	35.709.634	34.714.944	11.213.958	11.363.977	6.500
2016	40.206.573	38.796.750	11.602.934	25.525.831	0

FIGURA 1 MOVIMENTAZIONE DELLE GO EFFETTUATE NEGLI ANNI 2015-2016 [mln GO]



Ai sensi di quanto previsto dalla Delibera ARG/elt 104/11, 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 ai punti precedenti dell'anno "n" con validità fino al 31 marzo "n+1".

Quanto all'esito delle sessioni d'asta svolte nel 2016 – in cui sono state scambiate GO relative sia al 2015 sia al 2016 – è stata registrata l'offerta di 104.372.511 GO e la vendita di 18.263.571 titoli, dato quest'ultimo in netto incremento rispetto all'anno precedente, che aveva osservato la vendita di poco più di 4.686.000 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 relativamente all'impatto ambientale generato dalla produzione della stessa. Questa forma di tutela 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 gli 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 Ministero dello Sviluppo Economico nelle azioni informative relative all'impatto ambientale della generazione elettrica e al risparmio energetico.

5.2.1 DETERMINAZIONE DEI MIX ENERGETICI

Il Decreto Fuel Mix prevede la determinazione del mix energetico complementare del produttore, del mix di approvvigionamento dell'impresa di vendita e del mix energetico nazionale.

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

Sulla base delle informazioni ricevute e in proprio possesso, il GSE provvede a calcolare¹, per gli anni "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.

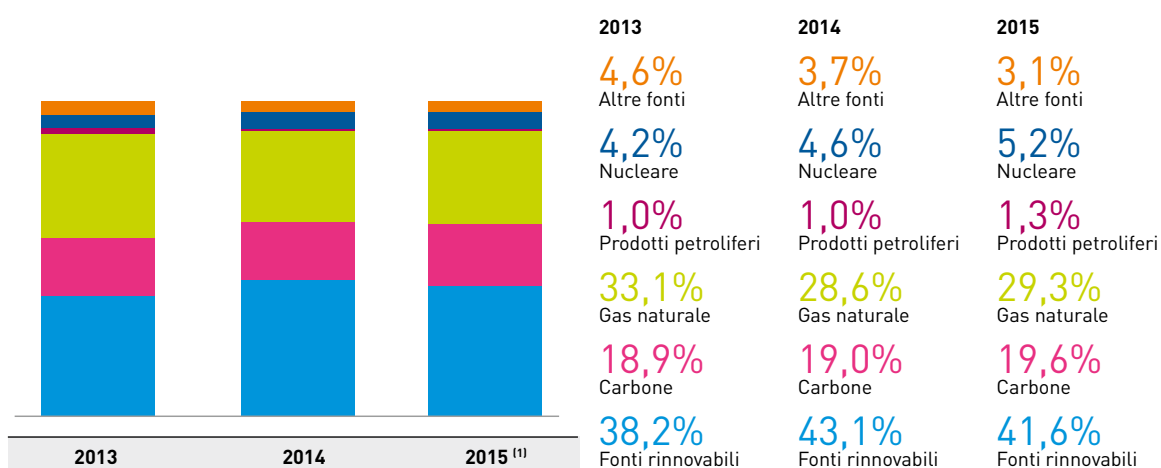
NOTA 1

Si fa presente che alla data di compilazione del presente rapporto la determinazione dei mix energetici relativi al 2016 non è ancora disponibile in quanto effettuata dal 1° aprile, a valle della comunicazione degli operatori.

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 2015

FONTI PRIMARIE UTILIZZATE	2013	2014	2015 ⁽¹⁾
Fonti rinnovabili	38,2%	43,1%	41,6%
Carbone	18,9%	19,0%	19,6%
Gas naturale	33,1%	28,6%	29,3%
Prodotti petroliferi	1,0%	1,0%	1,3%
Nucleare	4,2%	4,6%	5,2%
Altre fonti	4,6%	3,7%	3,1%

[1] Dato preliminare.

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 2015


[1] Dato preliminare.

5.2.2 ATTIVITÀ DI CONTROLLO SULLE OFFERTE VERDI

L'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico, con la Delibera ARG/elt 104/11, 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 2015 sono risultate 629 le offerte verdi delle imprese di vendita (406 nel 2014). 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 relative al 2016.

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'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico per le azioni di propria competenza.

EFFICIENZA



Valerio Di Sabatino ed Eleonora Egalini

“ Anche per il 2016, per il secondo anno consecutivo, l'ACEEE (American Council for an Energy Efficient Economy, www.aceee.org) ha confermato l'Italia al secondo posto fra i Paesi maggiormente sviluppati del mondo, per l'efficienza energetica complessiva della propria economia. Il nostro Paese risulta nei primissimi posti anche per capacità installata ed energia prodotta in impianti di cogenerazione. È dunque una grande soddisfazione pensare che, anche grazie al nostro lavoro quotidiano di gestione dei principali meccanismi di supporto all'efficienza energetica, abbiamo contribuito a questo prestigioso risultato. ”

The background of the entire page is a close-up, top-down view of a tree trunk's cross-section. The wood grain is highly detailed, showing concentric growth rings in shades of brown, tan, and grey. Several prominent radial cracks run across the surface, and there are some smaller, irregular holes or knots visible, particularly in the lower-left quadrant. A semi-transparent grey rectangular box is centered on the page, containing white text and a large number.

INCENTIVAZIONE
DELL'EFFICIENZA
ENERGETICA E
DELLE RINNOVABILI
TERMICHE

6

INCENTIVAZIONE DELL'EFFICIENZA ENERGETICA E DELLE RINNOVABILI TERMICHE

1.507

unità di produzione

PER CUI SONO STATE PRESENTATE NEL 2016 RICHIESTE PROCEDIBILI PER IL RICONOSCIMENTO DELLA COGENERAZIONE AD ALTO RENDIMENTO

5,5

milioni

CERTIFICATI BIANCHI RICONOSCIUTI NEL 2016, +10% RISPETTO AL 2015

14.955

richieste

PER IL CONTO TERMICO NEL 2016, CON UN INCREMENTO MEDIO MENSILE DI CIRCA IL 300% DEL CONTO TERMICO 2.0 RISPETTO AL PRIMO CONTO TERMICO

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 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 alla cogenerazione. In particolare, riconosce gli impianti di Cogenerazione ad Alto Rendimento (CAR), determina il numero di Certificati Bianchi cui hanno diritto gli impianti CAR e rilascia la Garanzia d'Origine (GOc).

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, l'articolo 10 prevedeva che il GSE predisponesse entro il 31 dicembre 2015 un rapporto contenente una valutazione del potenziale nazionale di applicazione della Cogenerazione ad Alto Rendimento, nonché del teleriscaldamento e teleraffrescamen-

to efficienti. Il Decreto, inoltre, ribadisce all'articolo 17 il ruolo di supporto del GSE al Ministero dello Sviluppo Economico nell'ambito del monitoraggio della produzione da cogenerazione e dei relativi risparmi conseguiti.

6.1.1 IL RICONOSCIMENTO DELLA COGENERAZIONE AD ALTO RENDIMENTO

A decorrere dal 1° gennaio 2011, la Cogenerazione ad Alto Rendimento 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.Lgs. 20/07, recependo la Direttiva 2004/8/CE, ha introdotto anche il concetto di Garanzia di Origine per l'energia elettrica prodotta dagli impianti funzionanti in CAR (GOc), utilizzabile dai fornitori al fine di dimostrare che l'energia elettrica da essi venduta è effettivamente prodotta da CAR. Quanto ai regimi incentivanti, il D.M. 5 settembre 2011 ha istituito il nuovo regime di sostegno per la CAR, attraverso il riconoscimento dei Certificati Bianchi (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 Cogenerazione ad Alto Rendimento. 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 AEEG 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 AEEG ARG/elt 74/08. Esistono infine ulteriori vantaggi di cui la CAR può godere, quali:

- la priorità rispetto alla produzione da fonti convenzionali, nell'ambito del dispacciamento, 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;

- il riconoscimento di condizioni tariffarie agevolate sull'energia elettrica consumata e non prelevata dalla rete, limitatamente alle parti variabili degli oneri generali di sistema, qualora siano rispettati i requisiti ai fini del riconoscimento di sistema efficiente di utenza e sistemi equivalenti (SEU e SEESEU) previsti dal D.Lgs. 115/08, modificato e integrato dal D.Lgs. 56/10, dalla Legge 116/14 e dalla Delibera AEEG 578/13/R/eel.

Nel corso del 2016, relativamente alla produzione 2015 e alle richieste di valutazione preliminare, per 1.513 unità di produzione sono state presentate 1.574 richieste, di cui:

- 722 relative a richieste per il solo riconoscimento del funzionamento dell'unità in regime CAR;
- 760 per l'accesso al regime di sostegno dei CB, ai sensi del D.M. 5 settembre 2011;
- 81 per il riconoscimento alle unità qualificate di cogenerazione abbinate a una rete di teleriscaldamento;
- 11 (associate a 6 unità), ritenute improcedibili poiché presentate non conformemente a quanto stabilito dalla normativa.

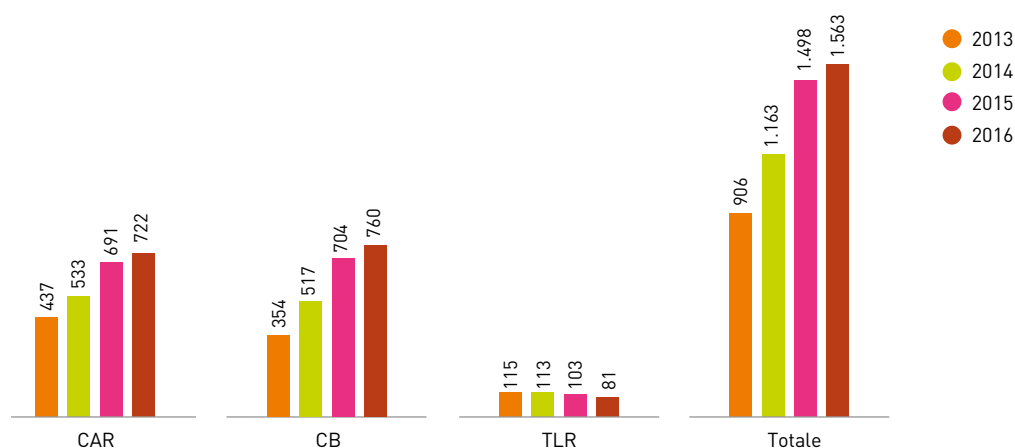
L'ambito di analisi si riferisce, quindi, a 1.507 unità e 1.563 richieste.

Focalizzando l'attenzione sulle richieste presentate negli ultimi quattro anni, 2013-2016, si nota un incremento nel numero di circa il 73% (circa 28% per i primi tre anni e 4% tra il 2015 e il 2016).

Le richieste per il solo riconoscimento del funzionamento delle unità in regime CAR hanno avuto un incremento del 65% (22% tra il 2014 e il 2013, 30% tra il 2015 e il 2014 e 4% tra il 2015 e il 2016), mentre le richieste per l'accesso al regime di sostegno dei CB, ai sensi del D.M. 5 settembre 2011, hanno registrato un aumento del 115% (46% tra il 2014 e il 2013, 36% tra il 2015 e il 2014 e 8% tra il 2015 e il 2016).

Le richieste per il riconoscimento alle unità qualificate di cogenerazione abbinate a una rete di teleriscaldamento hanno avuto, invece, un decremento del 30% (-2% tra il 2014 e il 2013, -9% tra il 2015 e il 2014 e -21% tra il 2015 e il 2016), in quanto presentate esclusivamente per l'ottenimento dei Certificati Verdi (riconvertiti dal 1° gennaio 2016 in Tariffa) e quindi riferite a unità con qualifica IAFR ancora attiva.

FIGURA 1 RICHIESTE PERVENUTE NEL PERIODO 2013-2016



L'incremento 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;
- entrata in vigore della normativa per il riconoscimento di condizioni tariffarie agevolate, quanto alla quota variabile degli oneri generali di sistema (SEU e SESEU).

Il decremento delle richieste presentate per unità qualificate di cogenerazione abbinate a una rete di teleriscaldamento è dovuto alla durata del periodo di incentivazione che, per alcune qualifiche, è giunto al termine.

Esaminando le caratteristiche degli impianti, relative alle richieste presentate per la produzione 2015, 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 circa il 25% 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.

Le unità per le quali è stata presentata richiesta a consuntivo sono 1.321, per una capacità di generazione complessiva pari a circa 9.100 MW. Tali unità hanno prodotto nel 2015 circa 38 TWh elettrici e 27,5 TWh termici, consumando combustibile per complessivi 94 TWh.

FIGURA 2 SUDDIVISIONE IN BASE ALLA POTENZA DELLE UNITÀ DI COGENERAZIONE PER LE QUALI NEL 2016 È STATA PRESENTATA RICHIESTA A CONSUNTIVO [unità]

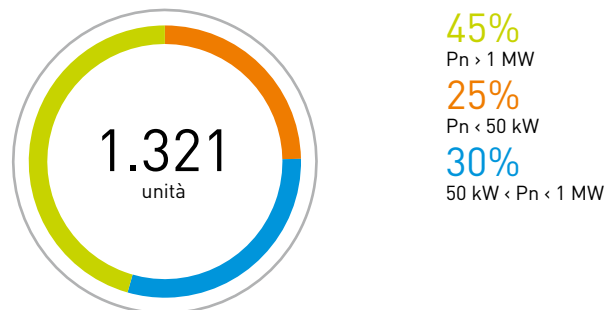


FIGURA 3 SUDDIVISIONE IN BASE ALLA TECNOLOGIA DELLE UNITÀ DI COGENERAZIONE PER LE QUALI NEL 2016 È STATA PRESENTATA RICHIESTA A CONSUNTIVO [unità]

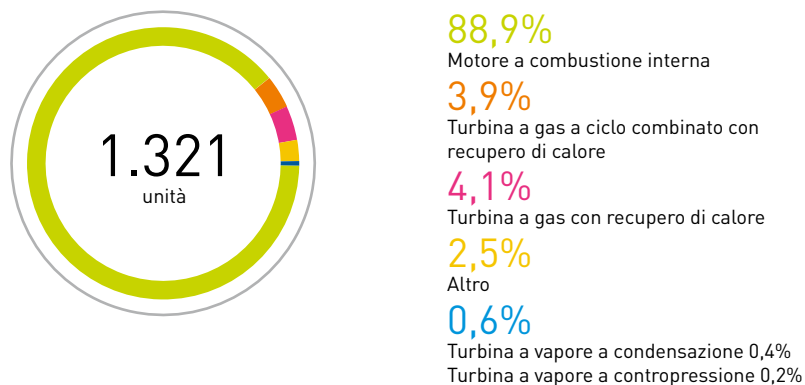


FIGURA 4 CAPACITÀ DI GENERAZIONE DELLE UNITÀ PER LE QUALI NEL 2016 È STATA PRESENTATA RICHIESTA A CONSUNTIVO, IN FUNZIONE DELLA TECNOLOGIA

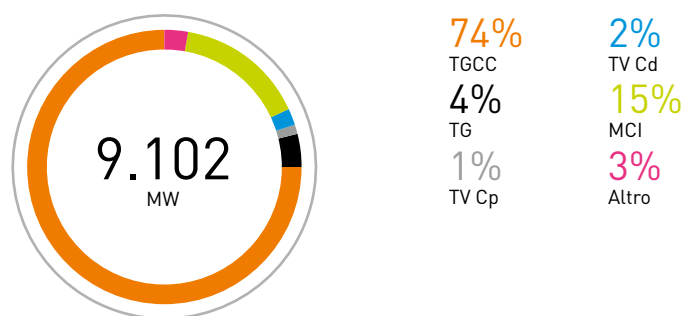


TABELLA 1 CAPACITÀ DI GENERAZIONE INSTALLATA NELLE UNITÀ DI COGENERAZIONE PER LE QUALI NEL 2016 È STATA PRESENTATA RICHIESTA A CONSUNTIVO [MW]

REGIONI	TGCC	TG	TV Cp	TV Cd	MCI	Altro	Totale
Abruzzo	37,0	0,0	0,0	0,0	12,1	62,9	112,0
Basilicata	0,0	36,2	0,0	0,0	5,3	0,0	41,5
Calabria	0,0	4,4	0,0	0,0	9,4	0,0	13,7
Campania	0,0	17,6	0,0	0,0	46,3	0,0	63,9
Molise	0,0	0,0	0,0	0,0	8,3	0,0	8,3
Puglia	812,4	14,6	0,0	0,0	7,8	0,0	834,8
Sardegna	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Sicilia	577,6	0,0	0,0	0,0	11,8	154,7	744,2
Totale Sud e isole	1.427,1	72,8	0,0	0,0	100,9	217,6	1.818,4
Lazio	114,0	10,8	0,0	0,0	87,6	2,2	214,6
Marche	28,9	0,0	0,0	0,0	26,4	0,1	55,4
Toscana	140,2	50,5	0,0	0,0	94,3	0,6	285,6
Umbria	0,0	10,6	0,0	0,0	19,8	0,0	30,4
Totale Centro	283,1	71,9	0,0	0,0	228,1	2,9	586,0
Emilia Romagna	594,4	21,6	0,0	17,8	205,2	0,4	839,3
Friuli Venezia Giulia	113,6	17,1	0,0	0,0	65,1	11,3	207,1
Liguria	30,0	13,6	0,0	0,0	21,3	24,4	89,2
Lombardia	1.970,5	47,5	121,1	188,7	383,7	2,1	2.713,6
Piemonte	2.132,7	69,4	0,0	0,0	180,1	9,0	2.391,2
Trentino Alto Adige	113,0	18,5	0,0	0,0	62,8	0,0	194,3
Valle d'Aosta	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,1
Veneto	69,1	24,4	4,2	10,6	152,2	2,5	263,0
Totale Nord	5.023,3	212,1	125,3	217,1	1.070,5	49,5	6.697,9
TOTALE	6.733,5	356,8	125,3	217,1	1.399,5	270,1	9.102,3

6.2 I CERTIFICATI BIANCHI

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

6.2.1 QUADRO NORMATIVO

Il meccanismo dei CB, introdotto dal D.M. 24 aprile 2001, successivamente modificati dal D.M. 20 luglio 2004 e aggiornati dal D.M. 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 o in alternativa acquistando i titoli attraverso le negoziazioni sul mercato dei TEE, gestito dal Gestore dei Mercati Energetici o attraverso transazioni bilaterali.

Il meccanismo è stato aggiornato dal D.Lgs. 115/08 e successivamente è stato ulteriormente aggiornato, coerentemente con l'evoluzione legislativa, alla luce dei sempre più importanti obiettivi di risparmio energetico cui il meccanismo è chiamato a contribuire. In particolare, il D.M. 28 dicembre 2012 (Decreto Certificati Bianchi), le relative Linee Guida EEN 9/11, e il D.Lgs. 102/14 hanno introdotto rilevanti aggiornamenti in termini sia di ambiti di applicazione e soggetti eleggibili sia di strumenti operativi per il riconoscimento dei titoli. In particolare, il D.M. 28 dicembre 2012, che ha definito il nuovo periodo d'obbligo 2013-2016, ha assegnato al GSE la responsabilità della gestione della valutazione dei progetti di efficienza, introducendo 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.

FIGURA 5 **OBBLIGHI DI INCREMENTO DELL'EFFICIENZA ENERGETICA 2013-2016**

I **distributori di energia elettrica** sono tenuti, nel periodo 2013-2016, a realizzare misure e interventi che comportino una riduzione dei consumi di energia primaria, espressa in numero di Certificati Bianchi, secondo le seguenti quantità e cadenze annuali:



3,03 milioni di Certificati Bianchi da conseguire nell'anno 2013;
3,71 milioni di Certificati Bianchi da conseguire nell'anno 2014;
4,26 milioni di Certificati Bianchi da conseguire nell'anno 2015;
5,23 milioni di Certificati Bianchi da conseguire nell'anno 2016.



I **distributori di gas naturale** sono tenuti, nel periodo 2013-2016, a realizzare misure e interventi che comportino una riduzione dei consumi di energia primaria, espressa in numero di Certificati Bianchi, secondo le seguenti quantità e cadenze annuali:

2,48 milioni di Certificati Bianchi da conseguire nell'anno 2013;
3,04 milioni di Certificati Bianchi da conseguire nell'anno 2014;
3,49 milioni di Certificati Bianchi da conseguire nell'anno 2015;
4,28 milioni di Certificati Bianchi da conseguire nell'anno 2016.

Il D.M. 22 dicembre 2015 revoca le schede tecniche 40E, 47E, 36E e 21T e aggiorna la scheda 22T alla luce degli orientamenti dell'Unione Europea per gli aiuti di Stato nel settore agricolo e forestale e nelle zone rurali 2014-2020 (2014/C 204/01) e per garantire piena e più efficace attuazione al D.Lgs. 28/11 e al D.Lgs. 102/14 sopra citati.

Il D.Lgs. 102/14, in coerenza con le disposizioni dell'articolo 7 della Direttiva efficienza in merito ai regimi obbligatori di efficienza energetica, ha inoltre 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.

Il decreto, fra gli altri aggiornamenti, restringe dal 2016 l'ammissibilità al meccanismo esclusivamente ai soggetti e alle società certificate secondo le UNI CEI 11339 e UNI CEI 11352 e prevede l'aggiornamento e il potenziamento del meccanismo, al fine di valorizzare opportunamente i risparmi energetici addizionali generati dai progetti. In tale ambito il MiSE, in collaborazione con GSE, ENEA e RSE, ha predisposto un documento (DCO) che illustra le principali linee di indirizzo per il potenziamento e la qualifica del meccanismo CB e, in data 31 luglio 2015, ha avviato una consultazione pubblica con l'obiettivo di raccogliere le osservazioni e le proposte in merito al processo di revisione del sistema dei TEE.

Il processo di aggiornamento del meccanismo sopra richiamato è in fase di finalizzazione. Considerato l'esito della consultazione pubblica condotta e ottenuti i pareri dell'AEEGSI e della Conferenza Unificata delle Regioni, il MiSE, di concerto con il MATTM, ha approvato il nuovo Decreto sui Certificati Bianchi – in fase di pubblicazione sulla Gazzetta Ufficiale – che determina gli obiettivi quantitativi nazionali di risparmio energetico che devono essere conseguiti negli anni dal 2017 al 2020 e ridefinisce i criteri e le modalità per l'accesso al meccanismo dei Titoli di Efficienza Energetica.

In particolare, il nuovo decreto:

- a. determina gli obiettivi quantitativi nazionali di risparmio energetico, che devono essere conseguiti negli anni dal 2017 al 2020, attraverso il meccanismo dei Certificati Bianchi, in coerenza con gli obiettivi nazionali di efficienza energetica e in coordinamento con gli altri strumenti di sostegno e promozione dell'efficienza energetica;

- b. determina gli obblighi annui di incremento dell'efficienza energetica degli usi finali di energia, a carico dei distributori di energia elettrica e di gas nel periodo tra il 2017 e il 2020;
- c. stabilisce le nuove Linee Guida per la preparazione, l'esecuzione e la valutazione dei progetti di efficienza energetica e per la definizione dei criteri e delle modalità per il rilascio dei Certificati Bianchi;
- d. definisce la metodologia di valutazione e certificazione dei risparmi conseguiti e le modalità di riconoscimento dei Certificati Bianchi;
- e. individua i soggetti che possono essere ammessi al meccanismo dei Certificati Bianchi e le modalità di accesso allo stesso;
- f. introduce misure per potenziare l'efficacia complessiva del meccanismo dei Certificati Bianchi, anche mediante forme di semplificazione amministrativa;
- g. introduce misure volte a favorire l'adempimento degli obblighi previsti;
- h. aggiorna le disposizioni in materia di controllo e verifica dell'esecuzione tecnica e amministrativa dei progetti ammessi al meccanismo dei Certificati Bianchi e il relativo regime sanzionatorio.

6.2.2 SOGGETTI AMMESSI AL MECCANISMO

Possono presentare progetti per il riconoscimento dei Certificati Bianchi sia i soggetti obbligati (distributori di energia elettrica e gas con più di 50.000 clienti finali), o società da essi controllate, sia i distributori di energia elettrica e gas non soggetti all'obbligo, le società operanti nel settore dei servizi energetici, le imprese e gli enti che si dotino di un energy manager o le società dotate di un sistema di gestione dell'energia in conformità della ISO 50001. Secondo le disposizioni del D.Lgs. 102/14, dal luglio 2016 possono accedere al meccanismo esclusivamente i soggetti (energy manager) o le società di servizi energetici (ESCO), certificati rispettivamente secondo la UNI CEI 11339 e la UNI CEI 11352.

6.2.3 IL RUOLO AFFIDATO AL GSE

Il GSE, nell'ambito del meccanismo dei Certificati Bianchi, è responsabile dell'attività di gestione del processo di valutazione e certificazione dei risparmi relativi ai progetti di efficienza energetica incentivati. Nell'attuazione del mandato ricevuto, il GSE:

- avvalendosi del supporto di ENEA e di RSE, tenendo conto delle rispettive competenze, svolge le attività di valutazione e certificazione della riduzione dei consumi di energia primaria effettivamente conseguita dai progetti, sulla base delle tipologie di intervento ammesse;
- comunica ai soggetti obbligati la rispettiva quota d'obbligo, sulla base delle informazioni annualmente comunicate dall'AEEGSI, in merito alla quantità di energia elettrica e/o gas distribuita sul territorio nazionale dalle imprese;
- svolge i necessari controlli per la verifica della corretta esecuzione tecnica e amministrativa dei progetti che hanno ottenuto i Certificati Bianchi e sottopone all'approvazione dei ministeri competenti un programma annuale di verifiche;
- comunica, tramite il proprio sito internet, i dati relativi ai progetti approvati e ai titoli rilasciati.

Nel corso del 2016 il GSE ha sviluppato le seguenti attività:

- gestione ed esecuzione, avvalendosi di ENEA e RSE, di oltre 12.250 istruttorie tecnico-amministrative con riferimento sia alla valutazione di nuovi progetti sia alle richieste di verifica della certificazione dei risparmi dei progetti già in corso di incentivazione;
- definizione dei principi e ottimizzazione delle procedure per la valutazione dei progetti di efficienza energetica, al fine di supportare gli operatori nella presentazione delle istanze. In particolare, nel 2016 il GSE ha:
 - attivato tavoli tecnici con le associazioni industriali di numerose categorie, al fine di chiarire gli aspetti applicativi delle principali problematiche emerse nel corso delle valutazioni dei progetti di efficienza energetica e condividere le relative soluzioni ottimali;
 - pubblicato guide operative sui temi tecnici rilevanti, al fine di supportare gli operatori nella presentazione delle istanze;
- definizione di strumenti comunicativi efficaci, per assicurare un supporto tecnico dedicato agli operatori e garantire la massima trasparenza in merito ai fattori rilevanti del meccanismo. In particolare, nel 2016 il GSE ha:
 - attivato canali di comunicazione diretta con gli operatori, al fine di chiarire questioni tecniche specifiche relative alle proposte progettuali in corso di valutazione, in aggiunta ai canali istituzionali già implementati negli scorsi anni;
 - pubblicato gli open data con riferimento all'elenco dei beneficiari dei CB, con indicazione del numero dei titoli rilasciati e della modalità seguita per l'individuazione del beneficiario;
 - pubblicato il contatore Certificati Bianchi che, aggiornato settimanalmente, riporta i dati di numerosità delle richieste presentate al GSE, con indicazione del tipo di esito e dello stato di avanzamento delle valutazioni dei progetti e, inoltre, permette di verificare lo stato dei servizi dell'attività di istruttoria svolta dal GSE con indicazioni circa il rispetto delle tempistiche previste;
- comunicazione degli obblighi ai soggetti obbligati, come identificati per l'anno 2015 dall'AEEGSI, e verifica dell'ottemperanza agli obblighi previsti in capo a ciascun soggetto obbligato per l'anno d'obbligo 2015;
- supporto al MiSE, in attuazione del D.Lgs. 102/14, in merito all'elaborazione del decreto di aggiornamento per la revisione e il potenziamento del meccanismo.

6.2.4 DATI 2016

Nel corso dell'anno 2016 sono state presentate, nell'ambito del meccanismo dei Certificati Bianchi, 11.709 Richieste di Verifica e Certificazioni (RVC-C, RVC-A, RVC-S), relative sia a prime rendicontazioni sia a rendicontazioni successive e 815 Proposte di Progetto e di Programma di Misura (PPPM), per un totale pari a 12.524 richieste.

Per l'anno di riferimento, il GSE ha riconosciuto circa 5,5 milioni di TEE cui corrispondono risparmi di energia primaria pari a 1,9 Mtep. Complessivamente, dall'avvio del meccanismo (2006) al 2016 sono stati riconosciuti oltre 41,7 milioni di TEE corrispondenti a circa 23,7 Mtep di risparmio di energia primaria.

TABELLA 2 SINTESI DEI PROGETTI, TEE RICONOSCIUTI E RISPARMI CERTIFICATI NEL 2016

	RVC-C	RVC-A	RVC-S	PPPM	TOTALE
N. richieste presentate	1.803	2.935	6.971	815	12.524
N. TEE riconosciuti	2.646.328	436.848	2.434.715	-	5.517.891
Risparmi energia primaria [tpe]	877.249	140.395	914.643	-	1.932.287

L'anno 2016 ha fatto registrare un incremento di circa il 10% dei titoli e dei risparmi riconosciuti rispetto al 2015, in cui sono stati riconosciuti circa 5 milioni di titoli, pari a circa 1,7 Mtep di risparmi primari, con un aumento del 4% del numero delle istanze presentate.

TABELLA 3 TEE RICONOSCIUTI PER METODO DI VALUTAZIONE NEL PERIODO 2013-2016

	2013	2014	2015	2016
Titoli riconosciuti per RVC-C	4.845.379	6.152.785	3.251.676	2.646.328
Titoli riconosciuti per RVC-A	288.126	217.370	179.327	436.848
Titoli riconosciuti per RVC-S	984.493	1.154.405	1.597.855	2.434.715
TOTALE	6.117.998	7.524.560	5.028.858	5.517.891

I TEE riconosciuti nel 2016, a seguito dell'accoglimento con esito positivo delle Richieste di Verifica e Certificazione dei risparmi valutate nell'anno, sono così suddivisi:

- 2.646.328 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 di un programma di misura proposto dal soggetto titolare del progetto (PPPM);
- 436.848 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;
- 2.434.715 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 56% dei TEE riconosciuti nel 2016, con particolare riferimento ai progetti di efficienza energetica relativi all'ottimizzazione dei processi produttivi nei settori più energivori.

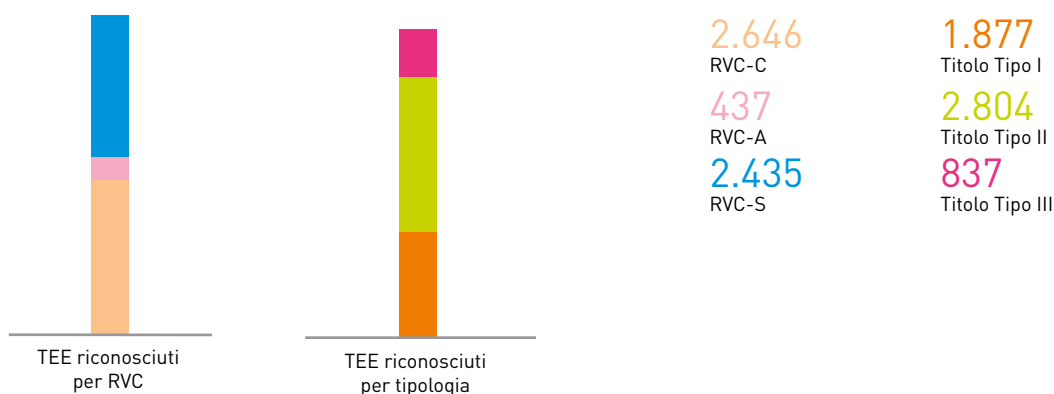
Il settore civile, invece, rappresenta circa il 40% dei TEE riconosciuti nel 2016, riguardando prevalentemente progetti relativi agli impianti per la climatizzazione e la produzione di acqua calda sanitaria. I progetti relativi all'illuminazione pubblica e privata hanno generato il 4% dei TEE riconosciuti 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 93% dei TEE riconosciuti per i progetti a consuntivo si riferisce a interventi realizzati nel settore industriale, con

particolare riferimento ai progetti che si riferiscono alla generazione e al recupero di calore e all'ottimizzazione dei processi produttivi e dei layout di impianto.

Anche per il 2016 si conferma la marcata tendenza degli operatori a utilizzare le schede tecniche analitiche e standardizzate per progetti realizzati in ambito civile; in particolare, il 91% dei titoli riconosciuti ai progetti analitici si riferisce a impianti per la climatizzazione centralizzata e alle reti TLR, mentre il 68% dei titoli relativi alle RVC standard è relativo a progetti di installazione di sistemi elettronici di regolazione di frequenza (inverter) e a multi-intervento relativi all'involucro edilizio opaco e trasparente.

FIGURA 6 **SUDDIVISIONE DEI TEE 2016 PER METODO DI VALUTAZIONE E PER TIPOLOGIA DI RISPARMIO**
[MIGLIAIA; TOTALE 2016 = 5.518 MIGLIAIA DI TEE]



I TEE riconosciuti nell'anno solare 2016:

- per il 34% riguardano risparmi di energia primaria conseguiti attraverso progetti di efficienza energetica per la riduzione dei consumi di energia elettrica (Tipo I);
- per il 51% riguardano risparmi di energia primaria conseguiti attraverso progetti di efficienza energetica per la riduzione dei consumi di gas naturale (Tipo II);
- per il 15% riguardano risparmi di forme di energia primaria diverse dall'elettricità e dal gas naturale (Tipo III).

Con riferimento alle istruttorie effettuate nell'anno di riferimento, relativamente alla produzione dell'anno 2015, il GSE ha riconosciuto 718.538 TEE II CAR.

Per quanto riguarda i titoli negoziabili, si evidenzia che nel 2016 il GSE ha riconosciuto un volume di Titoli di Efficienza Energetica pari a 667.996 TEE II CAR.

6.3 IL CONTO TERMICO

Il Conto Termico è lo strumento messo a disposizione dei privati e della Pubblica Amministrazione 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 specifici previsti dai Piani di Azione per le energie rinnovabili e per l'efficienza energetica.

Il GSE è il soggetto responsabile dell'attuazione e della gestione del sistema di incentivazione e provvede a diffondere la conoscenza delle opportunità offerte dal meccanismo. Al GSE è anche affidata la funzione di controllo sugli interventi incentivati, tramite verifiche documentali e sopralluoghi.

6.3.1 QUADRO NORMATIVO

Il D.M. 16 febbraio 2016 ha aggiornato il precedente decreto, favorendo un più ampio accesso alle risorse per imprese, famiglie e Pubblica Amministrazione, e ha recepito le disposizioni normative adottate negli ultimi anni aventi impatto sulle tipologie di investimento incentivate; tra queste il D.M. 26 giugno 2015, che ha aggiornato le Linee Guida nazionali per la certificazione energetica degli edifici del 2009.

Su impulso della Legge 164/14 (Sblocca Italia), il D.M. 16 febbraio 2016 ha introdotto elementi di stimolo dell'innovazione tecnologica, riferendosi, nella definizione dei requisiti per l'accesso agli incentivi, alla normativa tecnica di settore più aggiornata, premiando gli standard tecnologici più performanti presenti sul mercato e semplificando l'iter procedurale di ammissione agli incentivi. La Legge 164/14 ha esteso a soggetti di edilizia popolare e a cooperative di abitanti la possibilità di chiedere incentivi per le medesime categorie di interventi già riservati alla Pubblica Amministrazione.

Il D.Lgs. 102/14, in attuazione della Direttiva 2012/27/UE in materia di efficienza energetica, ha introdotto la possibilità per la Pubblica Amministrazione, in caso di richiesta a prenotazione, di ottenere una rata in acconto e successivi pagamenti per stato di avanzamento lavori e, in generale, di fissare il massimale dell'incentivo pari al 65% della spesa sostenuta. È inoltre stata estesa a tutte le tipologie di soggetti privati (onlus, parrocchie, enti ecclesiastici e di culto in genere), la possibilità di accedere al meccanismo incentivante.

TRATTI DISTINTIVI DEL NUOVO SISTEMA INCENTIVANTE

A partire dal 31 maggio 2016, data di entrata in vigore del Decreto "Conto Termico 2.0", possono accedere al nuovo sistema di incentivazione gli interventi realizzati dalle Pubbliche Amministrazioni e dai soggetti privati, direttamente oppure tramite il supporto di una ESCo (Energy Service Company).

È possibile richiedere gli incentivi tramite l'accesso diretto (successivamente alla conclusione dell'intervento) oppure a prenotazione (all'avvio dell'intervento). La prima di queste due modalità è disponibile sia per i soggetti pubblici sia per i privati, mentre

la seconda è riservata solo alla Pubblica Amministrazione (non sono comprese le cooperative di abitanti e delle cooperative sociali). Fra le novità del D.M. 16 febbraio 2016 vi è l'eliminazione della modalità di accesso mediante iscrizione a registro, adottata negli anni precedenti per gli interventi di dimensioni più rilevanti.

Il Conto Termico stanZIA per la Pubblica Amministrazione 200 milioni di euro annui (di cui fino a 100 milioni di euro per la procedura a prenotazione) a sostegno di interventi riconducibili a due categorie principali:

1. Incremento dell'efficienza energetica degli edifici esistenti tramite:
 - a. coibentazione di pareti e coperture;
 - b. sostituzione dei serramenti;
 - c. sostituzione degli impianti di climatizzazione invernale con caldaie a condensazione;
 - d. installazione di schermature solari;
 - e. trasformazione degli edifici esistenti in "edifici a energia quasi zero" (nZEB, nearly Zero Energy Building);
 - f. sostituzione di sistemi per l'illuminazione d'interni e delle pertinenze esterne con sistemi efficienti;
 - 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 mediante:
 - 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 la climatizzazione o la produzione di acqua calda sanitaria, anche abbinati a tecnologia solar cooling;
 - d. scaldacqua a pompa di calore;
 - e. impianti ibridi a pompa di calore per la climatizzazione invernale.

I privati possono accedere al meccanismo incentivante esclusivamente per la realizzazione di interventi di categoria 2, per i quali è riservata una quota di 700 milioni di euro annui. Sulla base delle spese ammissibili sostenute, gli incentivi per gli interventi di categoria 1 sono riconosciuti nel rispetto dei limiti percentuali 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 di energia termica e in funzione della tecnologia, della taglia dell'impianto e della zona climatica, con l'applicazione, per i generatori a biomasse, di coefficienti premianti in relazione a bassi valori di emissioni di particolato.

Gli interventi incentivabili mediante il Conto Termico sono volti alla riqualificazione del patrimonio edilizio mediante la sostituzione degli elementi preesistenti, grazie a un processo di trasformazione dell'assetto edificio-impianto, 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, ricorrendo all'utilizzo delle fonti rinnovabili per la produzione di energia termica necessaria agli usi finali.

Il D.M. 16 febbraio 2016 ha introdotto significativi elementi di potenziamento dello strumento incentivante, anche in recepimento della rinnovata disciplina di settore sopra descritta.

In particolare, sono stati inseriti nuovi interventi incentivabili (1.E, 1.F, 1.G, 2.E), per alcuni dei quali – per esempio, per la trasformazione degli edifici pubblici in nZEB – il decreto ha integrato obiettivi di efficienza con obiettivi di sicurezza, comprendendo tra le spese ammissibili anche quelle sostenute per interventi di adeguamento sismico, che contribuiscono all'isolamento termico. L'inserimento degli interventi di sostituzione dei sistemi di illuminazione e l'installazione di strumentazione di domotica rappresentano, invece, un significativo impulso a fare efficienza energetica avvalendosi delle nuove tecnologie più performanti.

Più in generale, anche per via dell'eliminazione della modalità di accesso all'incentivo mediante iscrizione al registro, è stata innalzata la soglia delle dimensioni degli interventi incentivabili con il Conto Termico: la potenza dell'impianto termico dell'edificio è stata innalzata da 1.000 kW a 2.000 kW; per i collettori solari la superficie lorda dell'impianto è stata innalzata da 1.000 m² a 2.500 m² e sono stati innalzati anche i massimali degli incentivi riconoscibili per gli interventi di categoria 1.

È stata ampliata 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 Pubbliche Amministrazioni.

Inoltre, sono state riviste 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 euro, 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. Con il nuovo Conto Termico l'incentivo viene erogato entro l'ultimo giorno del mese successivo al bimestre in cui ricade la data di accettazione del contratto e non più entro il successivo semestre. Per spese sostenute in un'unica soluzione e fino a 5.000 euro, sono ammessi pagamenti effettuati con carta di credito.

6.3.2 I RISULTATI 2013-2016

Nel periodo di funzionamento del Conto Termico, si osserva un trend crescente che vede nel 2016 i primi significativi risultati riconducibili al nuovo assetto del meccanismo.

Nel 2016 si è registrato un incremento pari all'81% delle richieste pervenute rispetto al 2015, cui corrisponde un incremento dell'80% degli incentivi richiesti.

I dati relativi al biennio 2013-2014 (con 3.192 richieste ricevute nel 2013), nonché i dati del 2015, comprendono le richieste inviate mediante l'iscrizione a registro; nella prima parte del 2016, invece, il GSE non ha proposto l'utilizzo del meccanismo in vista della nuova disciplina normativa.

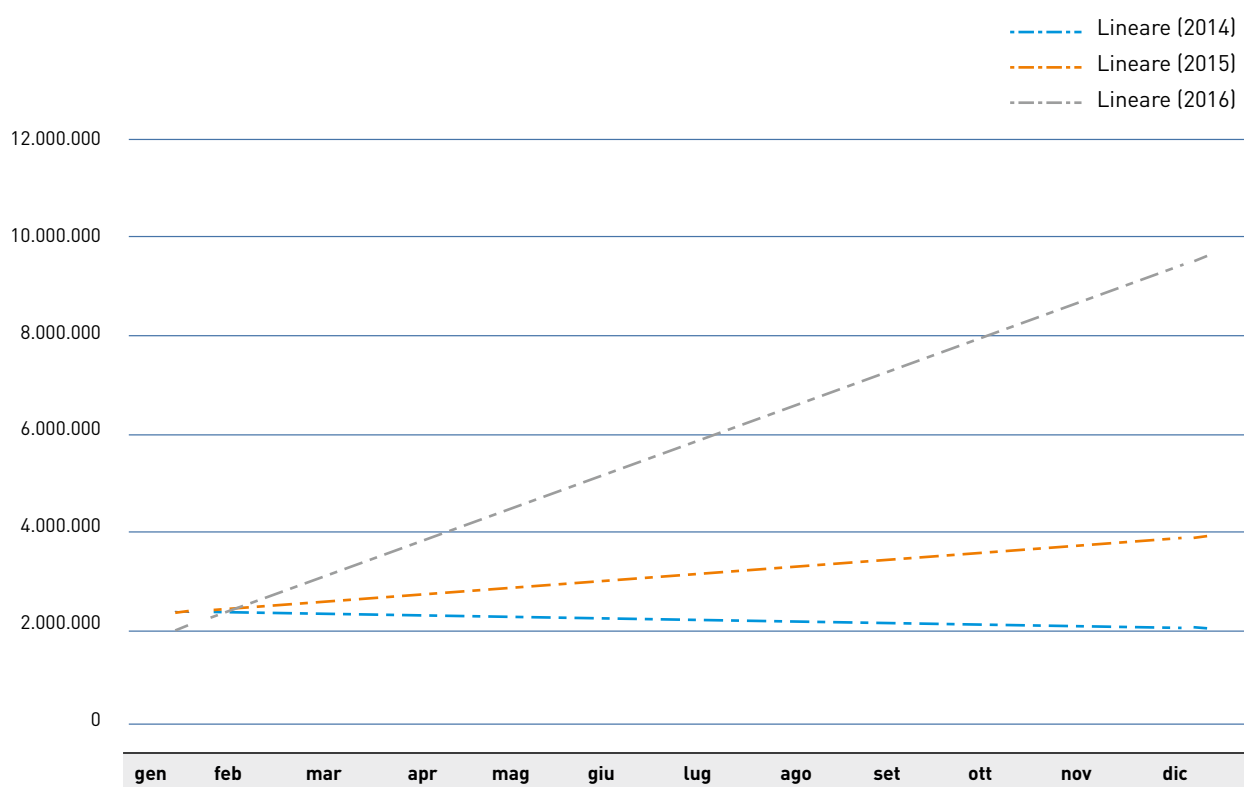
Si osserva un rilevante utilizzo della modalità di accesso su prenotazione da parte della PA (da 5 richieste del 2015 a 141 nel 2016), che sembra aver colto le opportunità fornite dal nuovo meccanismo, per realizzare interventi di riqualificazione per circa 19 milioni di euro di incentivo richiesto.

TABELLA 4 RICHIESTE PRESENTATE NEL PERIODO 2013-2016

Richieste di incentivazione pervenute e relativo incentivo (2013-2016)								
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
2013-2016	32.668	116,6	277	23,6	50	8,3	32.995	148,5

I dati evidenziano come il meccanismo sia cresciuto nel 2016, trovando un riscontro positivo da parte degli operatori. Le richieste pervenute nel 2016 rappresentano, infatti, il 45% del volume registrato nel periodo 2013-2016 e gli importi richiesti superano il 46% dell'importo totale. Nel grafico sottostante si osservano i trend annuali degli incentivi richiesti negli ultimi 3 anni.

FIGURA 7 TREND DEGLI INCENTIVI RICHIESTI NEL TRIENNIO 2014-2016 [€]



Con riferimento al medesimo periodo, si osserva che il numero delle richieste di incentivazione contrattualizzate costituisce il 78% del volume di richieste pervenute. Il rimanente 22% 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, da richieste in lavorazione e da richieste rigettate. Queste ultime rappresentano solo il 5% di tutte le richieste pervenute nel periodo 2013-2016. Infine, si segnala che dei 90,4 milioni di euro riconosciuti in accesso diretto il 10% è riconducibile a interventi effettuati sul patrimonio dell'edilizia scolastica.

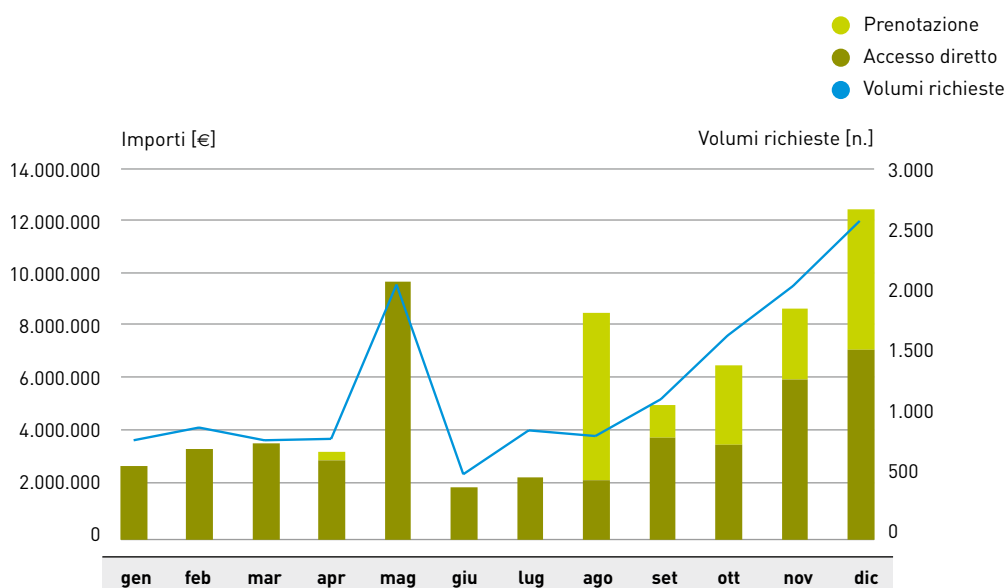
TABELLA 5 RICHIESTE AMMESSE NEL PERIODO 2013-2016

Risultati 2013-2016								
PERIODO	ACCESSO DIRETTO		PRENOTAZIONE		REGISTRI		TOTALE	
	N. richieste contrattualizzate	Incentivo riconosciuto [mln €]	N. richieste ammesse	Incentivo riconosciuto [mln €]	N. richieste ammesse	Incentivo riconosciuto [mln €]	N. richieste	Incentivo riconosciuto [mln €]
2013-2014	7.720	23,8	15	0,2	29	4,8	7.764	28,8
2015	7.842	31,6	4	0,2	17	3,3	7.863	35,1
2016	9.861	35,0	53	8,0	-	-	9.914	43,0
2013-2016	25.423	90,4	72	8,4	46	8,1	25.541	106,8

MODALITÀ DI ACCESSO E SOGGETTI AMMESSI NEL 2016

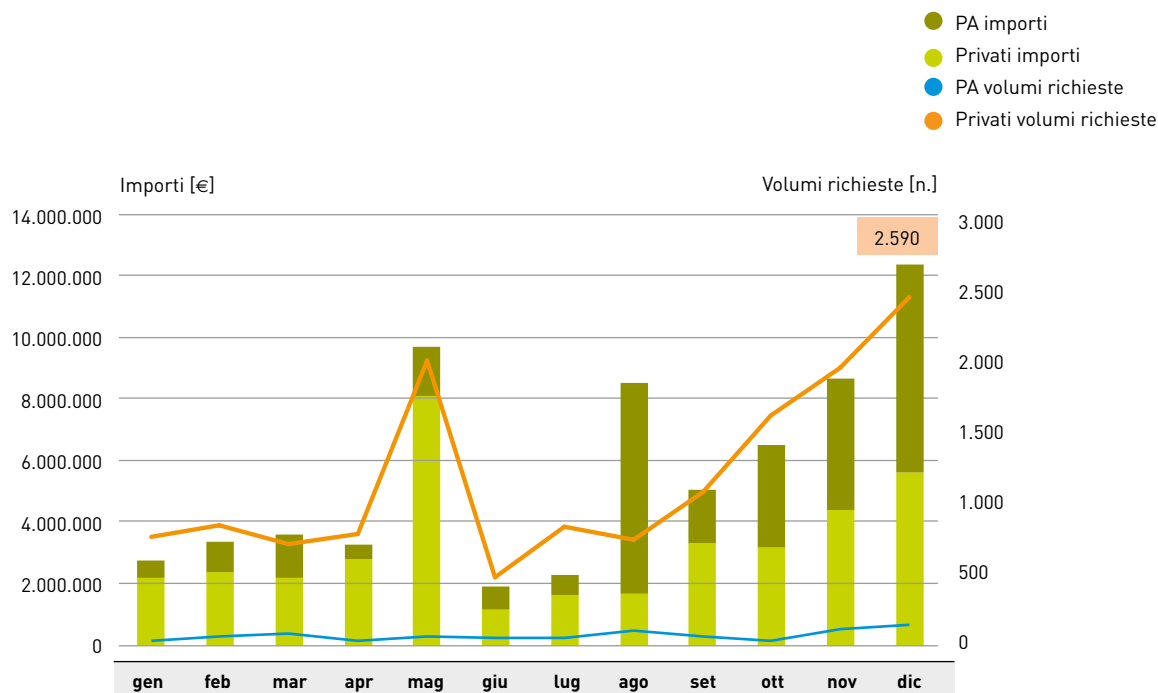
Nel 2016 la modalità dell'accesso diretto ha rappresentato il 99% delle domande ricevute dal GSE, corrispondenti a circa il 72% degli importi complessivamente richiesti. Le richieste di accesso su prenotazione, per quanto rappresentino solo l'1% delle richieste pervenute, corrispondono al 28% degli incentivi richiesti.

FIGURA 8 ANDAMENTO DELLE DUE TIPOLOGIE DI ACCESSO SU BASE MENSILE



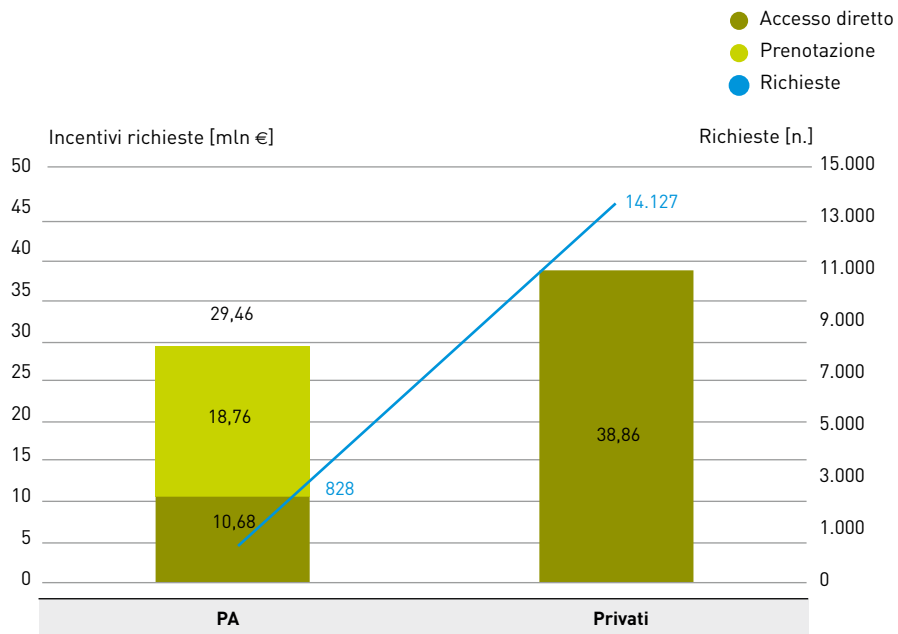
Si evidenzia che la prenotazione ha iniziato a produrre effetti a partire dall'estate 2016, con la piena operatività del Conto Termico 2.0, dando, pertanto, la possibilità alla PA di accedere alle nuove tipologie di intervento.

FIGURA 9 ANDAMENTO DELLE RICHIESTE E DEGLI IMPORTI PER TIPOLOGIA DI SOGGETTO RESPONSABILE



Analizzando l'andamento delle richieste per tipologia di soggetto responsabile, si nota il crescente interesse della PA verso il nuovo meccanismo di accesso su prenotazione. Si segnala che, nei primi mesi di vigenza del CT2.0, è stata presentata una media di 1.300 richieste al mese; in particolare, nel mese di dicembre 2016, sono pervenute circa 2.600 richieste di concessione dell'incentivo, che hanno fatto registrare un incremento del 300%, rispetto alla media dei primi 4 mesi del 2016 (pari a circa 830 richieste al mese).

FIGURA 10 RICHIESTE E INCENTIVI PER TIPOLOGIA DI SOGGETTO NEL 2016



Gli incentivi richiesti dalla PA, pari a circa 30 milioni di euro, rappresentano il 43% del totale degli incentivi richiesti nell'anno 2016, a fronte del 6% di richieste presentate, mentre mediante il meccanismo della prenotazione sono stati richiesti 19 dei 30 milioni di euro complessivi.

TIPOLOGIA DI INTERVENTI NEL 2016

Nel 2016 l'intervento per il quale sono state presentate più richieste di incentivo è risultato essere la sostituzione degli impianti di climatizzazione invernale con generatori a biomasse, con oltre 7.500 richieste e un volume complessivo degli incentivi pari a oltre 21 milioni di euro; a seguire il solare termico, con oltre 6.300 richieste, per un incentivo totale leggermente superiore ai 16 milioni di euro. In terza posizione si trovano, invece, i generatori a condensazione, con oltre 540 richieste per un importo complessivo di circa 2,2 milioni di euro; con riferimento all'importo dell'incentivo si collocano in terza posizione gli interventi di trasformazione degli edifici in nZEB con 9,7 milioni di euro e 21 richieste pervenute a prenotazione.

TABELLA 6 DETTAGLIO RICHIESTE PERVENUTE PER TIPOLOGIA DI INTERVENTO NEL 2016

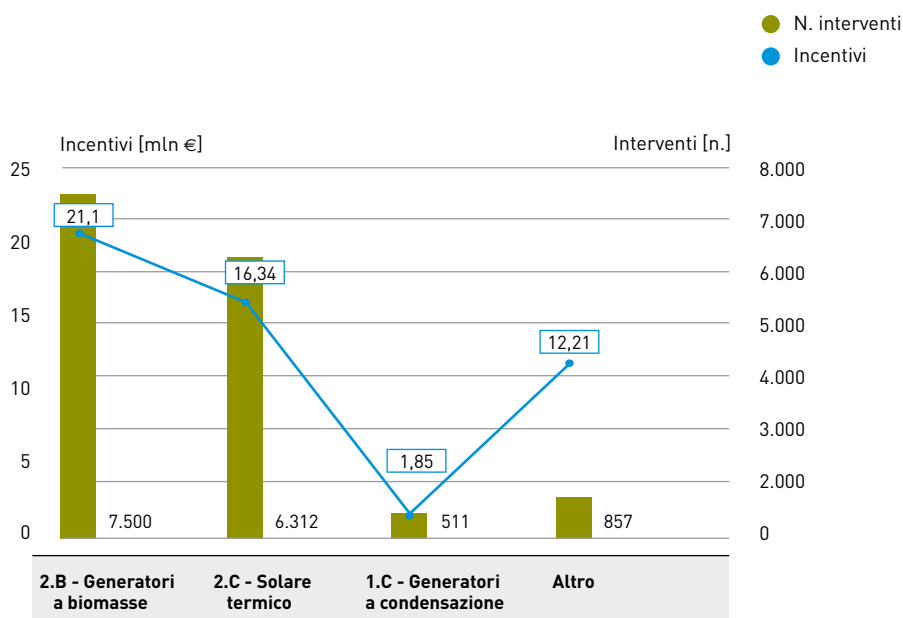
TIPOLOGIA DI INTERVENTO	N. interventi	Incentivi richiesti per intervento [mln €]	Incentivo medio [€/intervento]
1.A - Involucro opaco	175	9,09	51.923
1.B - Chiusure trasparenti	135	3,89	28.815
1.C - Generatori a condensazione	548	2,21	4.036
1.D - Schermature	23	0,17	7.541
1.E - nZEB	21	9,66	460.163
1.F - Sistemi di illuminazione	67	1,13	16.922
1.G - Building Automation	40	0,45	11.251
2.A - Pompe di calore	374	3,11	8.316
2.B - Generatori a biomasse	7.503	21,21	2.814
2.C - Solare termico	6.319	16,41	2.588
2.D - Scaldacqua a pdc	227	0,14	613
2.E - Sistemi ibridi	24	0,06	2.290
Totale	15.456	67,53	4.369
DE+APE: Diagnosi e attestato prestazione energetica	266	0,79	
TOTALE		68,32	

Nelle tabelle e nelle figure successive si riportano i dati relativi agli interventi e agli incentivi richiesti, suddivisi per modalità di accesso.

TABELLA 7 ACCESSO DIRETTO - DETTAGLIO RICHIESTE PERVENUTE NEL 2016 PER TIPOLOGIA DI INTERVENTO

TIPOLOGIA DI INTERVENTO	N. interventi	Incentivi richiesti per intervento [mln €]	Incentivo medio [€/intervento]
1.A - Involucro opaco	112	4,38	39.101
1.B - Chiusure trasparenti	71	1,75	24.653
1.C - Generatori a condensazione	511	1,85	3.625
1.D - Schermature	10	0,05	4.988
1.F - Sistemi di illuminazione	29	0,33	11.386
1.G - Building Automation	24	0,13	5.299
2.A - Pompe di calore	365	2,89	7.904
2.B - Generatori a biomasse	7.500	21,10	2.814
2.C - Solare termico	6.312	16,34	2.588
2.D - Scaldacqua a pdc	222	0,14	613
2.E - Sistemi Ibridi	24	0,06	2.290
Totale	15.180	49,01	3.228
DE+APE: Diagnosi e attestato prestazione energetica	266	0,54	
TOTALE		49,55	

FIGURA 11 ACCESSO DIRETTO 2016: NUMERO DI INTERVENTI E INCENTIVO RICHIESTO



Sono accorpate nella classe Altro i seguenti interventi:

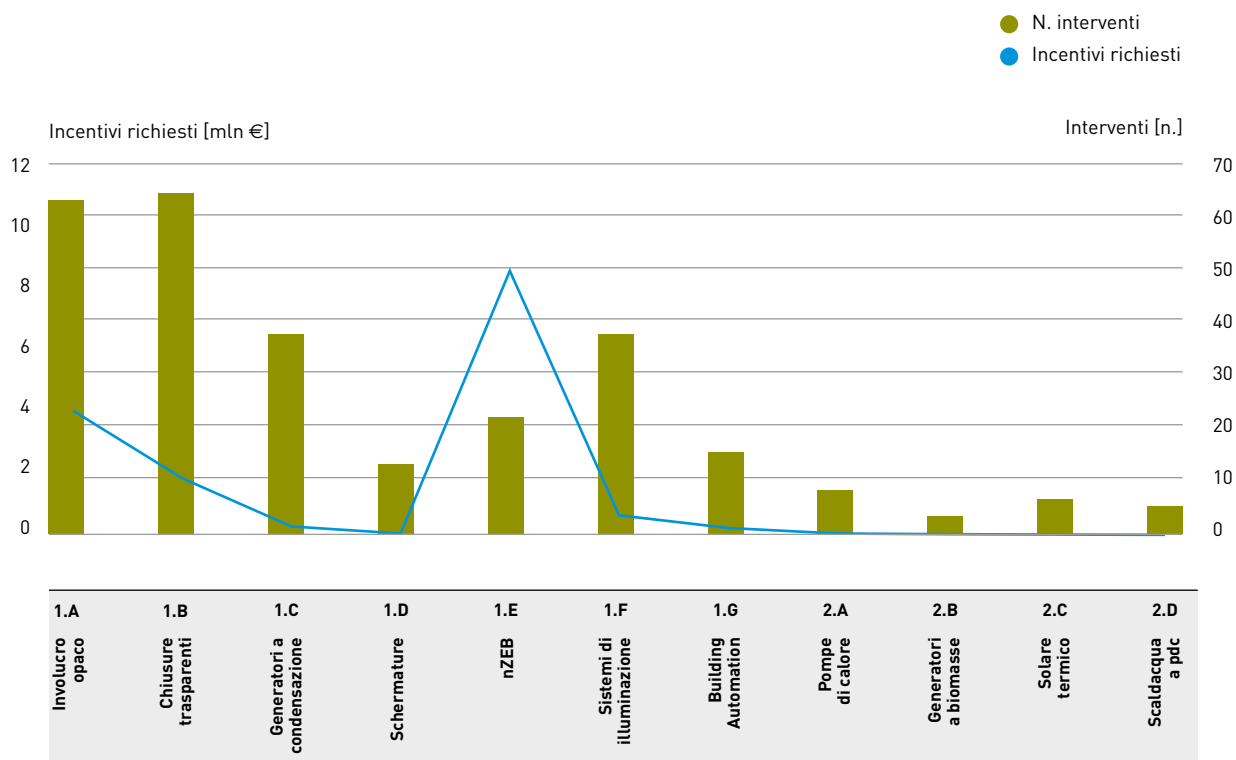
1.A - Involucro opaco, 1.B - Chiusure trasparenti, 1.D - Schermature, 1.F - Sistemi di illuminazione, 1.G - Building Automation, 2.A - Pompa di calore, 2.D - Scaldacqua a pompa di calore, 2.E - Sistemi Ibridi.

Sul fronte dell'accesso su prenotazione, al primato degli interventi nZEB seguono gli incentivi per la coibentazione dell'involucro (4,7 milioni di euro) e la sostituzione dei serramenti (2,1 milioni di euro).

TABELLA 8 ACCESSO A PRENOTAZIONE: DETTAGLIO RICHIESTE PERVENUTE NEL 2016 PER TIPOLOGIA DI INTERVENTO

TIPOLOGIA DI INTERVENTO	N. interventi	Incentivi richiesti per intervento [mln €]	Incentivo medio [€/intervento]
1.A - Involucro opaco	63	4,71	74.719
1.B - Chiusure trasparenti	64	2,14	33.430
1.C - Generatori a condensazione	37	0,36	9.708
1.D - Schermature	13	0,12	6.504
1.E - nZEB	21	9,66	460.163
1.F - Sistemi di illuminazione	38	0,80	21.147
1.G - Building Automation	16	0,32	20.179
2.A - Pompe di calore	9	0,23	25.025
2.B - Generatori a biomasse	3	0,11	35.437
2.C - Solare termico	7	0,07	9.629
2.D - Scaldacqua a pdc	5	0,01	1.520
Totale	276	18,53	67.137
DE+APE: Diagnosi e attestato prestazione energetica	100	0,25	
TOTALE		18,78	

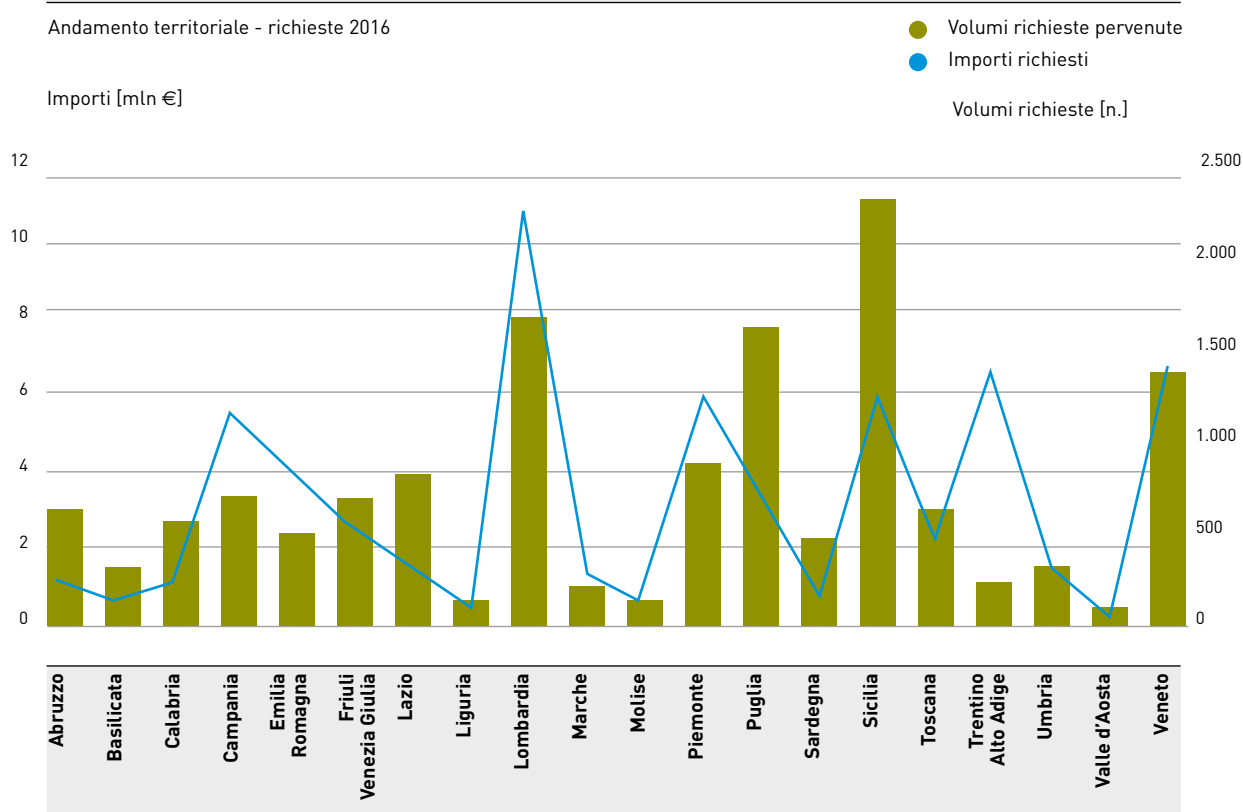
FIGURA 12 ACCESSO A PRENOTAZIONE: RICHIESTE 2016 PER TIPOLOGIA DI INTERVENTO



DISTRIBUZIONE TERRITORIALE 2016

In merito alla distribuzione territoriale degli interventi richiesti nel 2016, in alcune regioni si osserva una maggiore numerosità degli interventi di piccola dimensione (è il caso di Sicilia, Puglia o Lazio), mentre in altre regioni si riscontrano richieste per interventi di maggiori dimensioni (Trentino Alto Adige o Campania). L'importo medio per richiesta più elevato è riconducibile al Trentino Alto Adige, con oltre 29.000 euro, mentre la Sicilia è prima fra le regioni per il numero di domande presentate (2.421), con un incentivo medio pari a circa 2.570 euro.

FIGURA 13 **DISTRIBUZIONE REGIONALE DEL NUMERO DI INTERVENTI E DEGLI IMPORTI RICHIESTI**



ANALISI CT1.0 E CT2.0

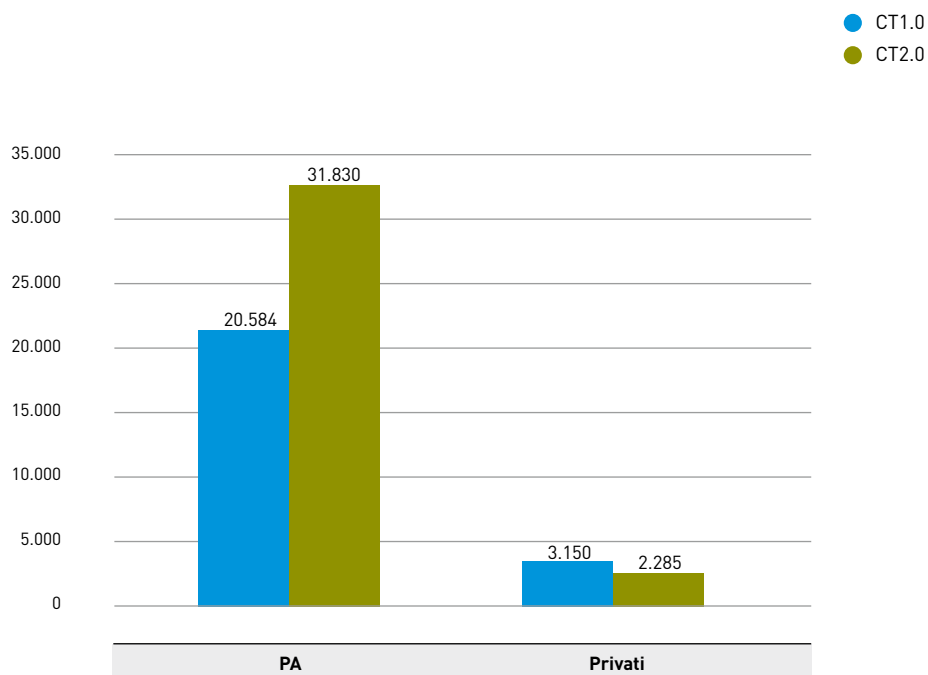
Nel 2016, con l'entrata in vigore del nuovo Conto Termico, si osserva un rilevante incremento delle richieste pervenute mensilmente, accompagnato da un aumento dell'importo medio mensile degli incentivi richiesti.

TABELLA 9 **CONFRONTO DELL'ANDAMENTO TRA CT1.0 E CT2.0**

CONTO TERMICO	N. richieste presentate	N. interventi presentati	Media mensile richieste presentate	Incentivi richiesti [mln €]	Incentivo medio intervento [€]	Incentivo medio intervento PA [€]	Incentivo medio intervento privati [€]
CT1.0 (gen. '13 - mag. '16)	23.369	24.067	570	95	3.938	20.584	3.150
CT2.0 (giu. '13 - dic. '16)	9.626	9.973	1.375	45	4.516	31.830	2.285

Significativo è l'incremento dell'importo medio degli interventi presentati dalla PA, dovuto alla maggior fruibilità del meccanismo della prenotazione, con il Conto Termico 2.0 già impiegabile dalla fase di diagnosi energetica dell'edificio. Questo elemento consente alla PA di realizzare interventi più importanti, che si riflettono in un maggiore importo medio degli incentivi richiesti.

FIGURA 14 **CONFRONTO DELL'INCENTIVO MEDIO PER INTERVENTO PROPOSTO DA PA E PRIVATI (CT1.0 E CT2.0) [€]**



Per i privati, invece, si osserva una riduzione del valore medio per intervento (da 3.150 a 2.285 euro/intervento), riconducibile a un'adesione più capillare al meccanismo incentivante anche per tipologie di intervento meno costose.

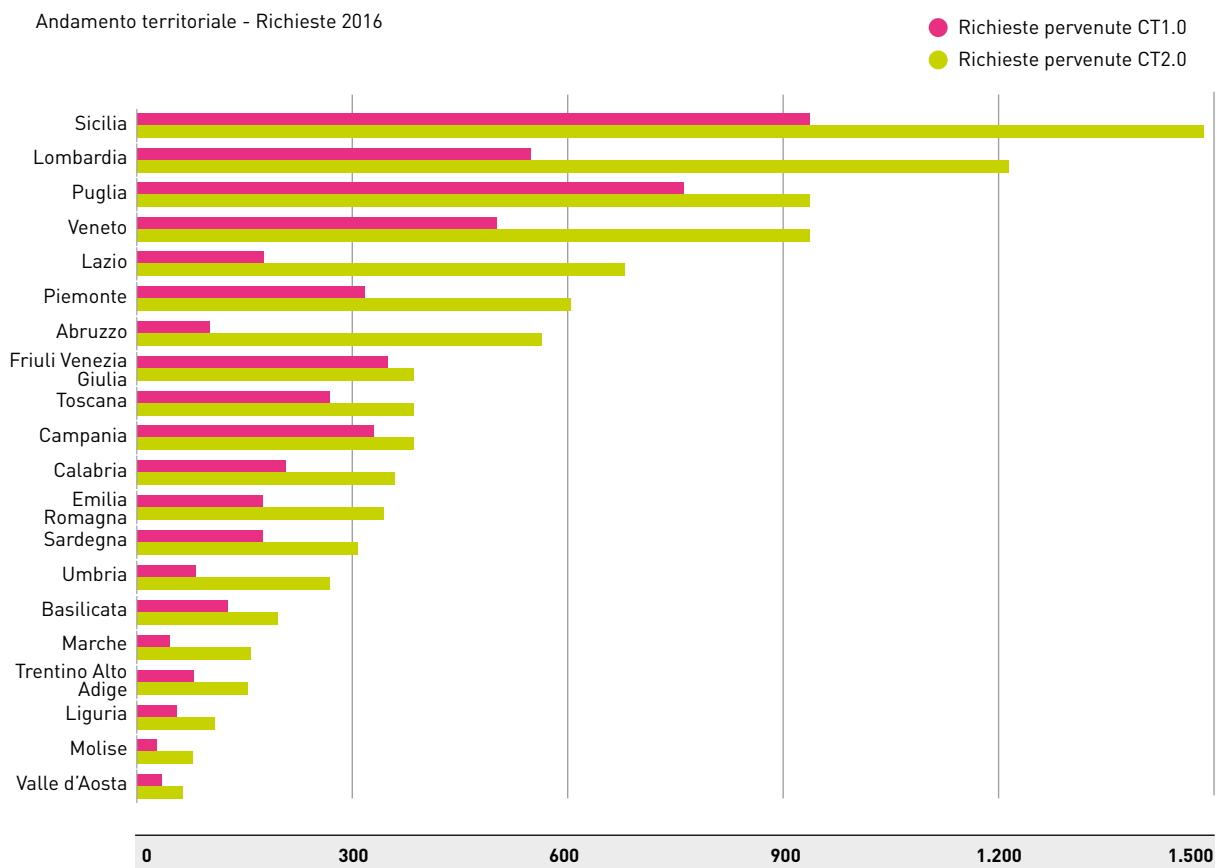
TABELLA 10 VALORI DI DETTAGLIO RIFERITI AI SINGOLI INTERVENTI INCENTIVABILI

Dettaglio richieste pervenute per tipologia di intervento nel 2016

TIPOLOGIA DI INTERVENTO	CT1.0			CT2.0		
	N. interventi	Incentivi richiesti per intervento [mln €]	Incentivo medio [€/intervento]	N. interventi	Incentivi richiesti per intervento [mln €]	Incentivo medio [€/intervento]
1.A - Involucro opaco	54	1,93	35.666	121	7,16	59.178
1.B - Chiusure trasparenti	37	0,95	25.739	98	2,94	29.975
1.C - Generatori a condensazione	218	1,01	4.634	330	1,20	3.641
1.D - Schermature	2	0,03	15.400	21	0,14	6.792
1.E - nZEB	-	-	-	21	9,66	460.163
1.F - Sistemi di illuminazione	-	-	-	67	1,13	16.922
1.G - Building Automation	-	-	-	40	0,45	11.251
2.A - Pompe di calore	37	0,25	12.602	337	2,86	8.493
2.B - Generatori a biomasse	2.254	8,55	3.793	5.249	12,66	2.412
2.C - Solare termico	2.789	9,72	3.485	3.530	6,68	1.894
2.D - Scaldacqua a pdc	92	0,06	599	135	0,09	656
2.E - Sistemi Ibridi	-	-	-	24	0,06	2.290
Totale	5.483	22,49	4.102	9.973	45,04	4.516
DE+APE: Diagnosi e attestato prestazione energetica	158	0,28		208	0,51	
TOTALE		22,78			45,54	

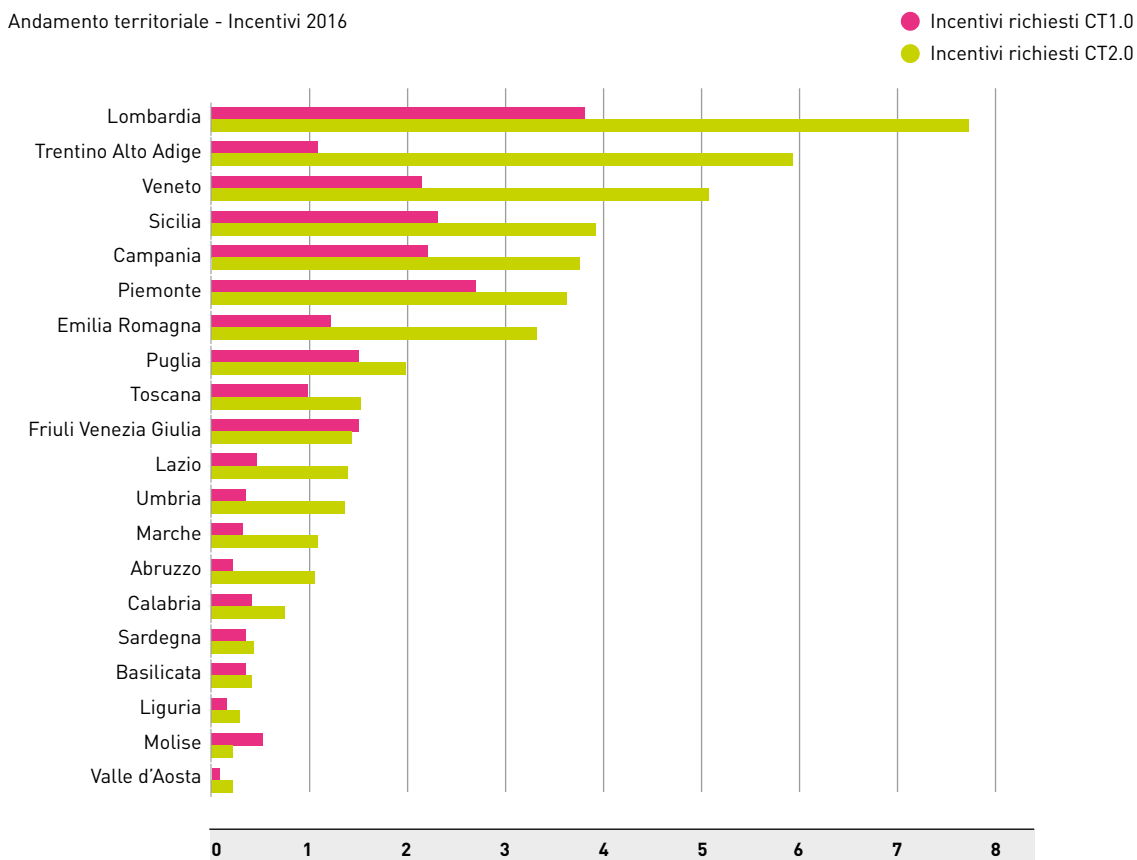
Analizzando la distribuzione su scala regionale delle richieste di incentivo, suddivise tra CT1.0 e CT2.0, spicca il gran volume di richieste pervenute nel 2016 per il CT2.0 dalla Sicilia, seguita dalla Lombardia, dalla Puglia e dal Veneto.

FIGURA 15 EVIDENZA SU BASE REGIONALE DELLE RICHIESTE PERVENUTE NEL 2016 [n.]



Per quanto riguarda, invece, la distribuzione su scala regionale degli incentivi richiesti nel 2016 con il CT2.0, sono tre regioni settentrionali (Lombardia, Trentino Alto Adige e Veneto) a posizionarsi in cima ai dati nazionali.

FIGURA 16 EVIDENZA SU BASE REGIONALE DEGLI INCENTIVI RICHIESTI NEL 2016 [mln €]



6.3.3 MONITORAGGIO DELL'IMPEGNO DI SPESA E MISURE DI ACCOMPAGNAMENTO

Il Conto Termico mette a disposizione per gli interventi di efficienza energetica ed energia termica da fonti rinnovabili un importo complessivo di 900 milioni di euro annui, di cui 700 milioni di euro riservati ai privati e 200 milioni di euro alla Pubblica Amministrazione (di cui fino a 100 milioni di euro per l'accesso su 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.

A fine 2016, risultano ammesse all'incentivo quasi 26.000 richieste, per un impegno di spesa totale di circa 92 milioni di euro, di cui 74 milioni di euro relativi a interventi effettuati da privati e 18 milioni di euro relativi alle PA.

Per gli incentivi richiesti tramite il meccanismo della prenotazione, l'impegno di spesa annua è determinato all'avvio dei lavori per la quota di acconto e alla conclusione degli stessi per il saldo. L'impegno di 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).

In attuazione del decreto, nel corso del 2016 il GSE ha messo in campo una serie di misure di accompagnamento, volte a promuovere la conoscenza delle opportunità offerte dal Conto Termico, per facilitarne la fruizione da parte delle imprese, delle famiglie e della Pubblica Amministrazione. È stata rafforzata l'attività di comunicazione con azioni rivolte in particolare alla PA, per stimolarne il processo di efficientamento del patrimonio edilizio.

La campagna di comunicazione ha visto il GSE partecipare a numerosi eventi organizzati da enti locali, da soggetti aggregatori (ANCI, UNCEM) e dalle Agenzie per l'Energia. Il modello adottato per l'organizzazione degli eventi ha stimolato un'ampia partecipazione di soggetti operanti nel settore dell'efficienza, in grado di massimizzare l'efficacia dell'operazione di informazione. Inoltre, hanno ricevuto riscontri positivi anche i numerosi convegni in cui il GSE ha garantito la propria partecipazione attraverso web meeting.

Il GSE ha contribuito alla campagna "Italia in Classe A", prima campagna nazionale di informazione e formazione sull'efficienza energetica, promossa dal Ministero dello Sviluppo Economico e realizzata da ENEA, partecipando ai più rilevanti eventi fieristici del settore.

Tra le misure di accompagnamento volte alla predisposizione di strumenti che favorissero l'accesso al meccanismo di sostegno, sono state promosse collaborazioni con gli enti territoriali, per identificare e valorizzare possibili sinergie tra il Conto Termico e i fondi strutturali amministrati a livello centrale e locale. Sono stati svolti incontri di coordinamento con le regioni, per favorire l'integrazione degli incentivi del Conto Termico con le risorse dei POR FESR 2014-2020, da cui sono maturati i primi frutti: per esempio bandi di finanziamento ad hoc per la PA, che hanno previsto una copertura anche totale delle spese sostenute grazie alla cooperazione di diversi meccanismi di sostegno, nel rispetto dei limiti di cumulo previsti dalla normativa di riferimento.

Un impegno importante è stato assunto dal GSE con la sottoscrizione del Protocollo d'Intesa con la struttura di missione per la riqualificazione dell'edilizia scolastica della Presidenza del Consiglio dei Ministri, per promuovere, anche attraverso il Conto Termico, la sostenibilità, l'efficientamento energetico e l'adeguamento antisismico delle scuole italiane.

In collaborazione con Consip, infine, sono stati resi disponibili sul Mercato Elettronico della Pubblica Amministrazione (MEPA) – nell'ambito del bando Fonti Rinnovabili ed Efficienza Energetica (FREE) – i capitolati speciali Conto Termico 2.0, mediante i quali le PA possono, da agosto 2016, acquistare prodotti conformi ai requisiti tecnici previsti dal decreto.

Al fine di promuovere e semplificare la fruizione del meccanismo incentivante, è stato predisposto 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 dati relativi agli apparecchi che i produttori propongono di inserire nel catalogo ufficiale, in quanto rispondenti ai requisiti tecnici richiesti dal Conto Termico.

L'aggiornamento del Portaltermico e la definizione di regole applicative snelle e fruibili del D.M. 16 febbraio 2016 hanno costituito la prima misura di accompagnamento del rinnovato meccanismo incentivante, per il conseguimento di risultati efficaci e in linea con gli obiettivi di efficienza energetica previsti.

6.3.4 ENERGIA PRIMARIA RISPARMIATA ED EMISSIONI EVITATE

Sono state stimate l'energia primaria fossile risparmiata e le emissioni evitate di gas a effetto serra (CO₂eq) considerando gli interventi più significativi – in termini di numerosità e di valore degli incentivi – presentati al GSE nel 2016. Sono ricomprese tutte le installazioni che hanno fatto richiesta di incentivazione sia in accesso diretto sia su prenotazione.

I risultati 2016 registrano un cambio di passo importante rispetto ai due anni precedenti. Dalle elaborazioni emerge, infatti, un sostanziale raddoppio in termini sia di produzione termica da FER sia di risparmi di energia primaria e di emissioni inquinanti. Il contributo più importante è quello dei generatori di calore a biomasse e dei collettori solari, interventi ormai consolidati e noti agli utenti.

TABELLA 11 ENERGIA PRIMARIA RISPARMIATA ED EMISSIONI EVITATE PER TIPOLOGIA DI INTERVENTO

TIPOLOGIA DI INTERVENTO	Calore utile FER [MWh]	Energia primaria fossile risparmiata [tep/anno]	Risparmi CO ₂ [tCO ₂ eq/anno]	Risparmi PMx [kgPMx/anno]
1.A - Involucro	-	653	1.587	151
1.B - Chiusure trasparenti	-	295	717	68
1.C - Generatori a condensazione	-	781	2.166	67
1.E - nZEB	-	45	109	5
2.A - Pompe di calore	16.864	1.160	2.566	29
2.B - Biomassa	226.446	6.928	23.636	374.085
2.C - Solare	30.049	2.859	7.041	64
2.D - Scaldacqua a pdc	968	175	497	4
TOTALE CT 2016	274.327	12.895	38.319	374.475
TOTALE CT 2015	131.136	6.517	19.229	171.320

6.4 PROGRAMMA PREPAC

Nell'ambito delle disposizioni in merito alle misure rivolte al miglioramento dell'efficienza energetica degli edifici della Pubblica Amministrazione – introdotte dal D.Lgs. 102/14 di recepimento della Direttiva 2012/27/UE sull'efficienza energetica – è stato pubblicato il D.M. 16 settembre 2016, relativo alle modalità di attuazione del programma di interventi per il miglioramento delle prestazioni energetiche degli immobili della Pubblica Amministrazione centrale (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 2012/27/UE sull'efficienza energetica.

Il decreto interministeriale dà il via libera ai finanziamenti per gli interventi di riqualificazione energetica degli edifici della Pubblica Amministrazione centrale, per i quali il D.Lgs. 102/14 ha stanziato 355 milioni di euro nel periodo 2014-2020, di cui:

- 25 milioni di euro per l'anno 2014 (5 milioni di euro da disponibilità attuale del fondo e fino a un massimo di 20 milioni di euro/anno dalla percentuale destinata ai progetti energetico-ambientali dei proventi annui delle aste delle quote di emissione di CO₂);
- 55 milioni di euro per il periodo 2015-2020 (25 milioni di euro/anno da disponibilità attuale del fondo e fino a un massimo di 30 milioni di euro/anno dalla percentuale destinata ai progetti energetico-ambientali dei proventi annui delle aste delle quote di emissione di CO₂).

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

Nel 2016, così come avvenuto per gli anni 2014 e 2015, 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 2016, sono state presentate complessivamente 89 proposte progettuali, per una spesa totale pari a circa 100 milioni di euro 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 80 milioni di euro.

TRASPORTI

“ Dopo una fase di decrescita, il 2016 ha visto un aumento dei carburanti fossili immessi in consumo rispetto al 2015 (ca. 329 milioni di Gcal, +1%) e un più significativo aumento dei biocarburanti sostenibili (ca. 12 milioni di Gcal, +10%). Parallelamente sono tornati a crescere i CIC emessi (+24%), per un totale di 1,6 milioni di certificati. Si è, inoltre, progredito nell’attuazione del Decreto Biometano ed è in via di conclusione il recepimento normativo delle Direttive europee 652 e 1513 del 2015, volte anche alla promozione di biocarburanti avanzati, prodotti da biomasse non in competizione col settore alimentare. ”



Lorenzo Rossi e Tiziana Ragusa



BIOCARBURANTI
E BIOMETANO

7

BIOCARBURANTI E BIOMETANO

3,6%

**quota in energia
di biocarburanti**

RISPETTO AL TOTALE
DEI CARBURANTI
DI ORIGINE FOSSILE
IMMESSI IN CONSUMO NEL
2015 (VERIFICATI NEL 2016)

1,6

milioni

CERTIFICATI DI
IMMISSIONE IN CONSUMO
RILASCIATI NEL 2016

2,5

MtCO₂

EMISSIONI DI GAS SERRA
EVITATE TRAMITE I
BIOCARBURANTI
RISPETTO ALL'IMPIEGO
DI CARBURANTI FOSSILI

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 2016 la quota d'obbligo è stata pari al 5,5%: 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 5,5% di quello della benzina e del gasolio immessi nello stesso anno.

Il controllo dell'assolvimento dell'obbligo effettuato nel 2016 è stato, invece, volto a verificare che le immissioni di biocarburanti sostenibili nel 2015 siano state almeno il 5% del contenuto energetico della benzina e del gasolio immessi in consumo nello stesso 2015, fatte salve le tolleranze di legge.

Al fine di monitorare l'assolvimento dell'obbligo, il GSE rilascia i "Certificati di Immissione in Consumo" (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.

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 pro-

prio 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.

Per i biocarburanti immessi in consumo fino all'anno 2015, nei confronti dei soggetti inadempienti, era prevista una sanzione, variabile da un minimo di 600 euro a un massimo di 900 euro per ogni certificato mancante alla copertura dell'obbligo, crescente in relazione alla gravità dell'inadempienza. A partire dalle immissioni in consumo del 2016, oggetto di verifica nel 2017, sarà applicata la nuova normativa prevista in caso di sanzione (D.M. MiSE 20 gennaio 2015) che introduce una sanzione unica, pari a 750 euro per ogni certificato mancante. 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 oli vegetali estratti da semi di piante (principalmente la palma e la 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 (per esempio, il mais), utilizzato anche per la produzione di ETBE, biocarburante considerato rinnovabile, dalla normativa nazionale, solo per il 47% in volume¹.

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

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 emissioni di gas serra e di 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. 66/05). Nel 2017 è previsto, altresì, il recepimento della Direttiva (UE) 652/15, 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.

È previsto che congiuntamente sia recepita la Direttiva (UE) 1513/15 (ILUC), sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, che introduce, tra le altre novità, la

possibilità di conteggiare i biocarburanti a uso aviazione ai fini del raggiungimento dell'obbligo di riduzione delle emissioni di gas serra. Ulteriori modifiche prevedono:

- 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.

7.1.2 IL RUOLO AFFIDATO AL GSE

Le competenze operative e gestionali sui biocarburanti sono attribuite al Ministero dello Sviluppo Economico, che le attua congiuntamente al Comitato tecnico consultivo biocarburanti, presieduto dallo stesso Ministero e composto dal Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, dal Ministero delle Politiche Agricole, Alimentari e Forestali, dal Ministero dell'Economia e delle Finanze 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 Ministero dello Sviluppo Economico nell'attuazione esecutiva delle varie fasi del sistema di immissione: acquisizione dei dati relativi all'immissione in consumo di carburanti e biocarburanti, emissione dei Certificati di Immissione in Consumo, 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 biocarburanti, sono interamente a carico dei soggetti obbligati che immettono in consumo biocarburanti, determinati e versati al GSE, a norma del D.M. MiSE 24 dicembre 2014.

7.1.3 DATI RELATIVI ALLE ATTIVITÀ CONDOTTE NEL 2016

CARBURANTI E BIOCARBURANTI IMMESSI IN CONSUMO

L'evoluzione della quantità di biocarburanti 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 a un andamento crescente.

Nel 2016, 62 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 2015 sono stati inoltre immessi in consumo circa 11,8 milioni di Gcal di biocarburanti sostenibili, corrispondenti al 3,6% del contenuto energetico del fossile immesso nel 2015, pari a oltre 329 milioni di Gcal, di cui circa 248,6 milioni di Gcal di gasolio e 80,4 milioni di Gcal di benzina.

TABELLA 1 CARBURANTI IMMESSI IN CONSUMO DAL 2012 AL 2015 [mIn Gcal]

CARBURANTI	2012	2013	2014	2015
Benzina	86,51	83,22	81,26	80,46
Gasolio	250,12	243,48	244,28	248,56
Biocarburanti:	14,09	12,84	10,80	11,84
- di cui sostenibili	14,06	12,82	10,78	11,81
- di cui non sostenibili	0,03	0,03	0,02	0,04

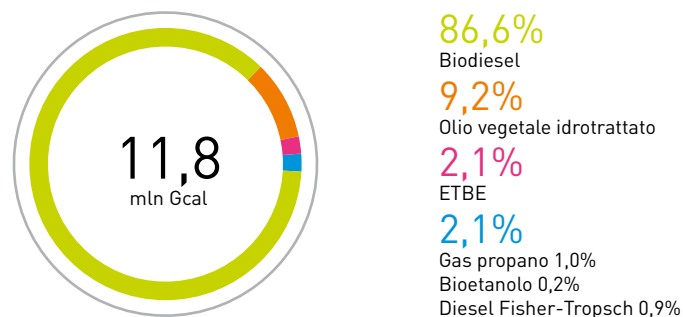
La differenza fra la quota d'obbligo da raggiungere (5%) e quella di fatto raggiunta (3,6%) è spiegata dalla possibilità per i soggetti obbligati di rimandare all'anno successivo la copertura di una parte del proprio obbligo, dalle maggiorazioni di cui godono determinate tipologie di biocarburanti, nonché dalle sanzioni in cui alcuni soggetti sono incorsi. Di seguito si riportano i dati del biocarburante sostenibile immesso in consumo in Italia a partire dall'anno 2012.

TABELLA 2 BIOCARBURANTI SOSTENIBILI IMMESSI IN CONSUMO DAL 2012 AL 2015 [mIn Gcal]

BIOCARBURANTI SOSTENIBILI	2012	2013	2014	2015
Biodiesel	12,65	11,77	10,08	10,22
Olio vegetale idrotrattato	0,11	0,12	0,58	1,09
ETBE	1,28	0,90	0,09	0,25
Gas propano	-	-	0,02	0,11
Diesel Fisher-Tropsch	-	-	-	0,11
Bioetanolo	0,02	0,01	0,01	0,02
Olio vegetale puro	-	0,02	-	-
TOTALE	14,06	12,82	10,78	11,80

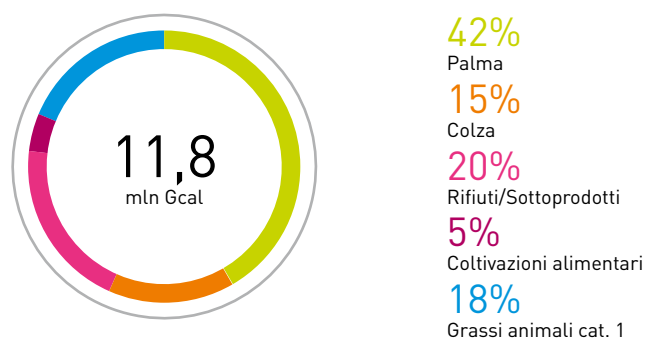
Il biocarburante principalmente immesso in consumo in Italia è il biodiesel, con una quota che nel 2015 supera l'86% del contenuto energetico complessivo dei biocarburanti sostenibili, seguito a distanza dall'olio vegetale idrotrattato – HVO (9,2%).

FIGURA 1 BIOCARBURANTI SOSTENIBILI IMMESSI IN CONSUMO NEL 2015 [mIn Gcal]



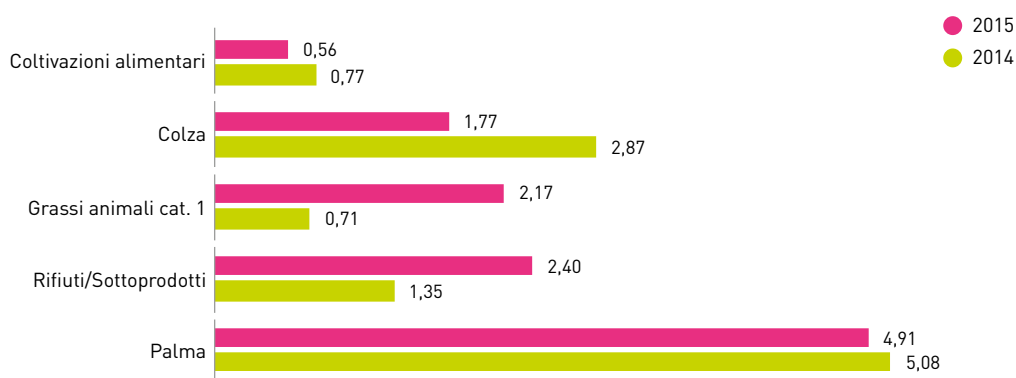
Le materie prime utilizzate per la produzione dei biocarburanti sostenibili sono risultate essere nell'ordine: palma (42%), rifiuti e sottoprodotti (20%), grassi animali cat. 1 (18%), colza (15%) e, infine, coltivazioni alimentari (5%).

FIGURA 2 **MATERIE PRIME UTILIZZATE PER I BIOCARBURANTI SOSTENIBILI 2015 [mln Gcal]**



Il 2015, rispetto all'anno precedente, ha visto un marcato incremento dei biocarburanti prodotti tramite l'utilizzo dei grassi animali di cat. 1 (2,17 milioni di Gcal) e di quelli derivati da rifiuti e sottoprodotti (2,40 milioni di Gcal) che insieme arrivano quasi a eguagliare le quantità prodotte a partire dalla palma (4,91 milioni di Gcal). Si è ridotto, inoltre, l'utilizzo delle coltivazioni alimentari.

FIGURA 3 **MATERIE PRIME UTILIZZATE PER I BIOCARBURANTI SOSTENIBILI 2014-2015 [mln Gcal]**



Le materie prime sono risultate essere di origine extracomunitaria per oltre il 50% (in termini di contenuto energetico). Nell'ambito dell'Unione Europea, la Germania, la Spagna e l'Italia sono i Paesi nei quali è stata prodotta la maggioranza delle materie prime utilizzate per la produzione dei biocarburanti sostenibili immessi in consumo nel nostro Paese nel 2015. In termini di milioni di Gcal, non risultano particolari variazioni dei contributi apportati dai singoli Paesi rispetto al 2014, se si esclude il valore registrato dalla Spagna che passa da 0,40 a 1,15 milioni di Gcal.

FIGURA 4 BIOCARBURANTI SOSTENIBILI IMMESSI IN CONSUMO NEL 2015 PER PAESI DI ORIGINE DELLE MATERIE PRIME [mIn Gcal]

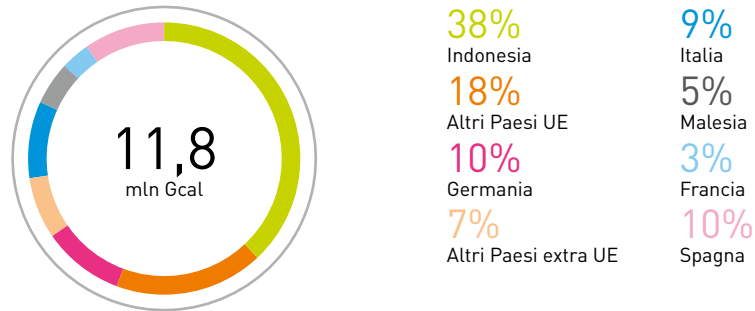
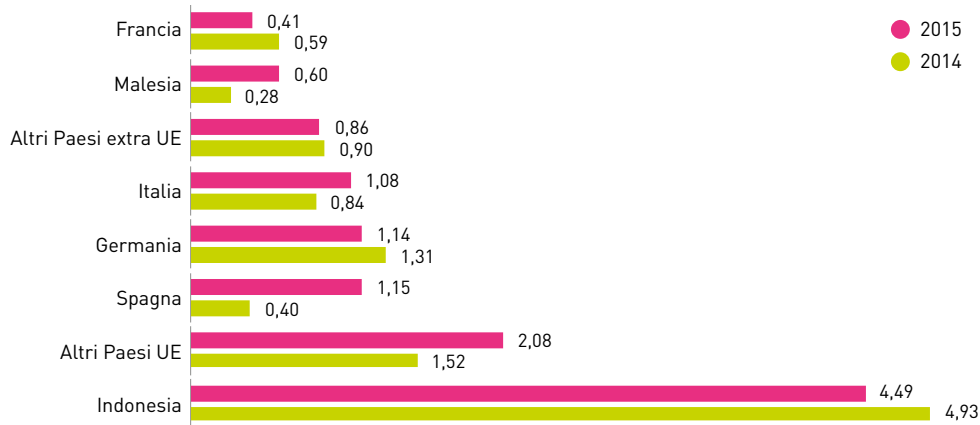


FIGURA 5 BIOCARBURANTI SOSTENIBILI IMMESSI IN CONSUMO NEL 2014-2015 PER PAESE DI ORIGINE DELLE MATERIE PRIME [mIn Gcal]



Il luogo di produzione dei biocarburanti è in grande prevalenza il territorio comunitario (92% in termini di contenuto energetico). Rispetto al 2014, la produzione – in termini percentuali – risulta incrementata in Austria (+108%) e ridotta in Indonesia (-68%) e Belgio (-54%).

FIGURA 6 BIOCARBURANTI SOSTENIBILI IMMESSI IN CONSUMO NEL 2015 PER PAESE DI PRODUZIONE DEL BIOCARBURANTE [mIn Gcal]

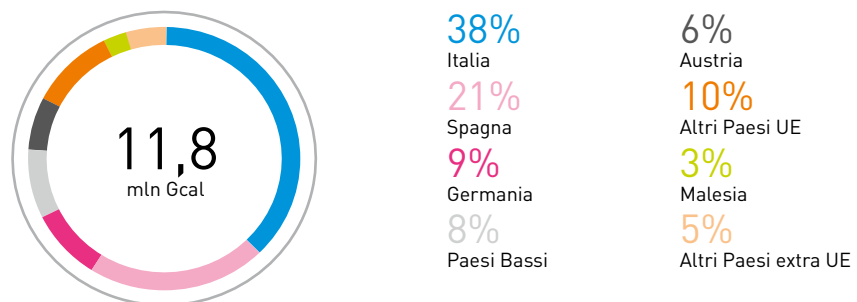
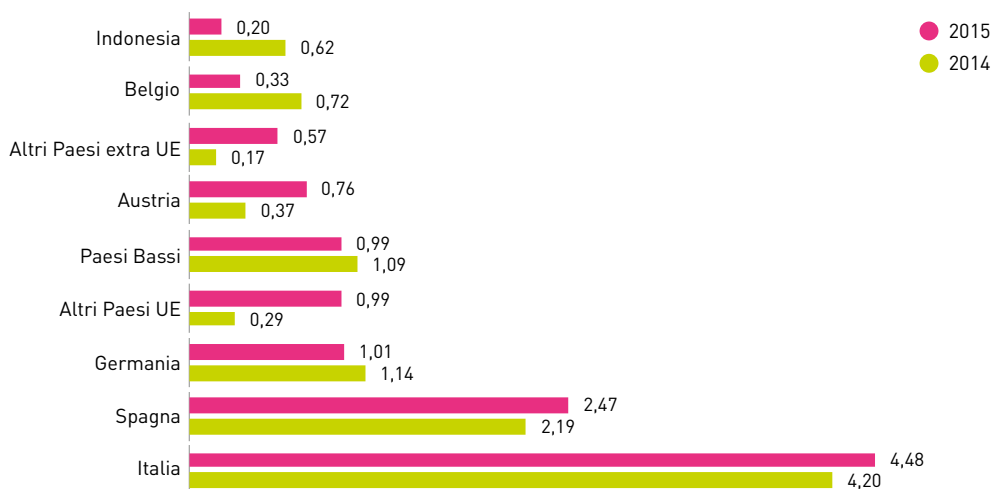


FIGURA 7 **BIOCARBURANTI SOSTENIBILI IMMESSI IN CONSUMO NEL 2014-2015 PER PAESE DI PRODUZIONE DEL BIOCARBURANTE [mln Gcal]**



CERTIFICATI DI IMMISSIONE IN CONSUMO RILASCIATI NEL 2016

A fronte del quantitativo di biocarburanti sostenibili immessi in consumo nel 2015, il GSE nel 2016 ha rilasciato ai soggetti obbligati oltre 1,6 milioni di Certificati di Immissione in Consumo, con un trend in ascesa rispetto al 2015 (1,3 milioni di certificati), legato all'andamento dei quantitativi di benzina e gasolio immessi in consumo, superando anche il numero di CIC rilasciati nell'anno 2014 (1,5 milioni di certificati).

FIGURA 8 **CIC EMESSI DAL 2013 AL 2016 [migliaia]**



I CIC possono essere scambiati tramite accordi bilaterali privati registrati tramite l'apposita piattaforma informatica. A 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 Ministero dello Sviluppo Economico, effettua le verifiche documentali 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 2016, sono stati sottoposti ad analisi oltre mille certificati di sostenibilità e la relativa documentazione fiscale e commerciale riferita a partite di biocarburanti dichiarate mediante l'applicativo del GSE. Le principali evidenze emerse da tali verifiche documentali sono:

- la non conformità dei certificati di sostenibilità rispetto a quanto previsto dal Decreto del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, di concerto con il Ministero dello Sviluppo Economico e il Ministero delle Politiche Agricole Alimentari e Forestali 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. 55/11 (che ha integrato il D.Lgs. 66/05) 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 dovranno essere inferiori almeno del 6% rispetto al valore di riferimento stabilito dalla direttiva stessa. Al fine di monitorare l'andamento delle emissioni, il citato decreto ha stabilito altresì che gli stessi operatori trasmettano annualmente al Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, per il tramite di ISPRA, una relazione obbligatoria con valore di autocertificazione, contenente i quantitativi di carburanti e biocarburanti immessi in consumo nell'anno di riferimento e le relative emissioni di gas serra (CO₂). Il legislatore ha altresì 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, attuando così il raccordo dei flussi informativi previsto dal D.Lgs. 28/11.

Al riguardo, con le autodichiarazioni presentate nel 2016:

- 22 società fornitrici di GPL (compresi quegli operatori che eventualmente si configurano anche come soggetti obbligati), di cui 4 anche fornitrici di metano, hanno dichiarato l'immissione in consumo nel 2015 di oltre 1,4 milioni di tonnellate di GPL e 31 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 2015 di oltre 604 milioni di Sm³ di metano, per un totale di oltre 6,6 milioni di tonnellate di CO₂eq emesse;
- 62 soggetti obbligati hanno dichiarato di aver immesso in consumo oltre 1,3 milioni di tonnellate di biocarburanti e oltre 31,9 milioni di tonnellate di carburanti fossili, per un totale di oltre 117 milioni di tonnellate di CO₂eq emesse, di cui quasi 1,6 mi-

lioni di tonnellate riferite ai biocarburanti e oltre 115 milioni di tonnellate riferite ai carburanti fossili.

I dati di dettaglio delle dichiarazioni sono stati comunicati dal GSE a ISPRA per le valutazioni e le verifiche di competenza da parte dell'istituto stesso.

Nelle figure e tabelle sottostanti sono riportati i valori delle emissioni di gas a effetto serra (CO₂eq) che risultano direttamente proporzionali alle quantità dei carburanti e biocarburanti immessi in consumo.

FIGURA 9 EMISSIONI DI CO₂ RELATIVE AI CARBURANTI IMMESSI IN CONSUMO NEL 2015 [MtCO₂]

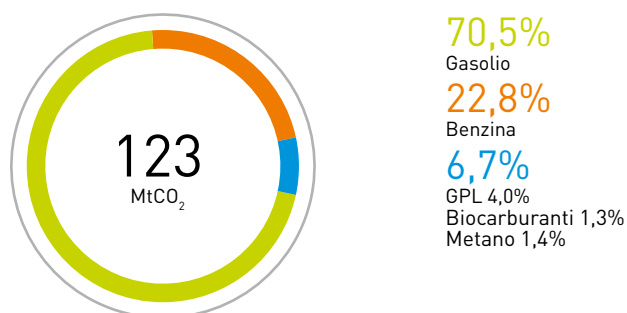


TABELLA 3 EMISSIONI DI CO₂ RELATIVE AI CARBURANTI IMMESSI IN CONSUMO DAL 2012 AL 2015 [MtCO₂]

CARBURANTI	2012	2013	2014	2015
Gasolio	87,759	85,428	85,709	87,211
Benzina	30,354	29,199	28,510	28,229
GPL	-	3,356	4,175	4,885
Metano	-	1,626	1,604	1,766
Biocarburanti:	3,087	2,277	1,811	1,594
- di cui sostenibili	3,075	2,268	1,804	1,582
- di cui non sostenibili	0,012	0,009	0,007	0,013

FIGURA 10 EMISSIONI DI CO₂ RELATIVE AI BIOCARBURANTI IMMESSI IN CONSUMO NEL 2015 [MtCO₂]

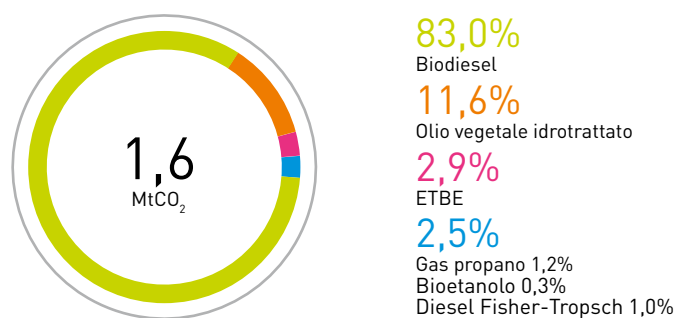


TABELLA 4 EMISSIONI DI CO₂ RELATIVE AI BIOCARBURANTI IMMESSI IN CONSUMO DAL 2012 AL 2015 [MtCO₂]

BIOCARBURANTI	2012	2013	2014	2015
Biodiesel	2,786	2,109	1,686	1,323
Olio vegetale idrotrattato	0,017	0,020	0,099	0,185
ETBE	0,279	0,143	0,023	0,046
Gas propano	-	-	0,003	0,018
Diesel Fisher-Tropsch	-	-	-	0,016
Bioetanolo	0,005	0,002	0,001	0,005
Olio vegetale puro	-	0,004	-	-
TOTALE	3,087	2,277	1,811	1,594

Il valore degli anni precedenti, riferito ai biocarburanti, è stato ricalcolato a seguito di verifiche.

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. 28/11 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'Unione Europea, 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. 5 dicembre 2013 ha assegnato al GSE il compito di qualificare gli impianti di produzione, incentivando il biometano:

- a. immesso nelle reti di trasporto e di distribuzione del gas naturale attraverso il riconoscimento di una tariffa incentivante calcolata sul biometano immesso in rete. In alternativa, e solo per gli impianti con capacità produttiva fino a 500 Sm³/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;
- b. 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 Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare 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 Ministero delle Politiche Agricole Alimentari e Forestali o ad altro soggetto delegato dal Ministero stesso;
- c. utilizzato in impianti di Cogenerazione ad Alto Rendimento 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 AEEGSI 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.

A oggi, sono pervenute solo due richieste di qualifica a progetto di impianti di produzione di biometano, entrambi di nuova costruzione, che hanno previsto, rispettivamente, l'immissione del biometano nelle reti di trasporto e distribuzione del gas naturale (opzione a) e l'immissione in consumo nei trasporti (opzione b).

Al fine di agevolare ulteriormente l'accesso alle incentivazioni, il Ministro dello Sviluppo Economico, di concerto con il Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare e con il Ministro delle Politiche Agricole Alimentari e Forestali, ha posto in consultazione pubblica, a partire dal 13 dicembre 2016 fino al 13 gennaio 2017, una bozza di nuovo decreto interministeriale per l'utilizzo del biometano e dei biocarburanti, compresi quelli avanzati.

La bozza di decreto mira, in particolare, a incentivare la produzione di biometano destinata al settore dei trasporti, per contribuire al raggiungimento dell'obiettivo del 10% di fonti rinnovabili in tale settore al 2020 e consente il passaggio alla nuova normativa anche a impianti già qualificati o in corso di qualifica ai sensi del D.M. MiSE 5 dicembre 2013.

La proposta di nuovo decreto conferma, inoltre, la possibilità di ritiro fisico del biometano, estendendone l'applicazione agli 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 Certificati di Immissione in Consumo da parte del GSE, a un prezzo prefissato stabilito dallo stesso decreto, con oneri di ritiro posti in capo ai soggetti sottoposti all'obbligo di immissione in consumo di biocarburanti, di cui al D.M. 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.

Oltre a confermare le maggiorazioni già presenti per la realizzazione di nuovi impianti di distribuzione di gas naturale per i trasporti, vengono introdotti nuovi meccanismi premianti per la realizzazione di impianti di liquefazione del biometano, finalizzati a favorire la diffusione di tale vettore energetico anche in forma liquida.

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 Garanzie di Origine per il biometano che non riceva altre forme di incentivazione, la cui gestione prevede la costituzione, presso il GSE, di un "Registro nazionale delle Garanzie di Origine del biometano".

EMISSIONI

“ Dopo l’Accordo di Parigi, è cruciale che l’EU-ETS contribuisca a creare una correlazione vera tra i prezzi dell’energia e il loro contenuto di CO₂ in modo da spingere l’Europa verso un mix energetico più vicino a quello su cui l’Italia investe già da anni. Un prezzo del carbonio più significativo rappresenterebbe anche un driver più forte per l’efficienza energetica. L’Italia potrà trarre un vantaggio competitivo da questo scenario se saprà trasformare l’efficienza raggiunta nei settori industriali grazie alle politiche nazionali in un paradigma per i benchmark emissivi europei. ”



Mauro Fratini e Simone Aiello



EMISSIONI
DI GAS SERRA

8

EMISSIONI DI GAS SERRA

5,26

€/tCO₂

VALORE MEDIO
PONDERATO 2016
DEI PERMESSI EUA
ED EUA-A

411,8

milioni di euro

PROVENTI FINANZIARI
GENERATI DALLE ASTE NEL
2016, DI CUI 200 MILIONI DI
EURO IMPIEGATI DALL'ITALIA
PER MISURE DI LOTTA AI
CAMBIAMENTI CLIMATICI
NEL 2016

36%

DIFFERENZA TRA LE
EMISSIONI DI GAS
A EFFETTO SERRA
VERIFICATE (1,2 MILIONI)
E QUELLE CONSENTITE
(1,9 MILIONI) AI PICCOLI
EMETTITORI NEL 2015

8.1 EMISSIONI DI GAS SERRA: IL RUOLO DEL GSE

Il GSE svolge un'attività di monitoraggio sulle politiche europee e internazionali per il controllo delle emissioni di gas a effetto serra sin dal 2007, quando, con il lancio del "20-20-20 al 2020", l'Unione Europea ha superato i confini tra le politiche energetiche e climatiche, evidenziando la stretta correlazione tra le azioni finalizzate alla riduzione dei gas climalteranti e lo sviluppo di fonti rinnovabili ed efficienza energetica.

Dal 2008, il GSE è stato coinvolto operativamente nella gestione nazionale dello European Union Emissions Trading Scheme (EU-ETS), sistema europeo per lo scambio di quote di emissione che costituisce il principale strumento europeo di regolazione per la riduzione delle emissioni climalteranti nel settore energetico e nei settori industriali. Le attività in capo al GSE in quest'ambito sono disciplinate dal D.Lgs. 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 2016 è stato coinvolto nei lavori del Tavolo Tecnico, presieduto dal Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, per la riforma post-2020 del sistema. Al Tavolo partecipano anche i Ministeri dello Sviluppo Economico, dell'Economia e delle Finanze e il Dipartimento Politiche Europee della Presidenza del Consiglio.

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 le Piattaforme Comuni Europee deputate allo svolgimento delle aste di quote di emissione dell'EU-ETS.

L'affidamento di queste attività, che si sono aggiunte a quelle tradizionalmente svolte dal GSE nell'ambito delle rinnovabili e dell'efficienza energetica, ha contribuito a mettere 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 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 corso del 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. Inoltre, riceve e custodisce i proventi delle aste e li trasferisce annualmente alla Tesoreria dello Stato, entro maggio dell'anno successivo a quello di riferimento per le aste. Infine, svolge attività di monitoraggio normativo e analisi dell'andamento del mercato e dei prezzi delle quote di emissione, nonché attività di divulgazione pubblica sulle aste in lingua italiana.

Nel corso del 2016, il GSE ha trasferito alla Tesoreria i proventi 2015 e messo all'asta per conto dell'Italia oltre 77 milioni (77.376.000) di quote di emissione 2016 destinate agli impianti fissi (EUA). La Società ha partecipato complessivamente a 137 sessioni d'asta, tenutesi fino ad agosto sulla Piattaforma d'Asta Comune gestita da EEX AG, che ha operato in modalità transitoria (t-CAP) fino al 5 settembre e successivamente in modalità definitiva (CAP2). Nello stesso arco temporale, sono state collocate 749.000 quote EUA-A (quote dedicate al settore dell'aviazione civile), nel corso di 6 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 annua, determinata prevalentemente dal valore delle EUA, si è attestata a 5,26 euro/tCO₂, inferiore del 31% rispetto a quanto registrato lo scorso anno (prezzo medio 2015 7,62 euro).

FIGURA 1 PROVENTI DELLE ASTE DI QUOTE DI EMISSIONE ITALIANE EUA E ANDAMENTO PREZZI NEL 2016

Andamento proventi, quote e prezzo

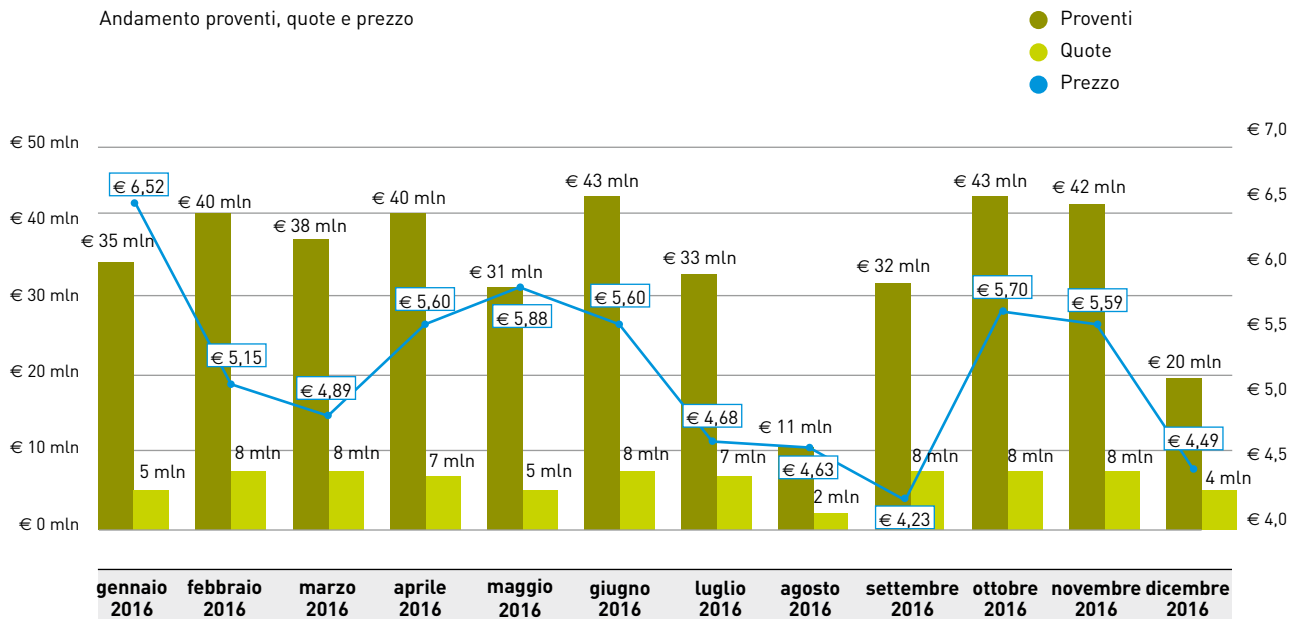
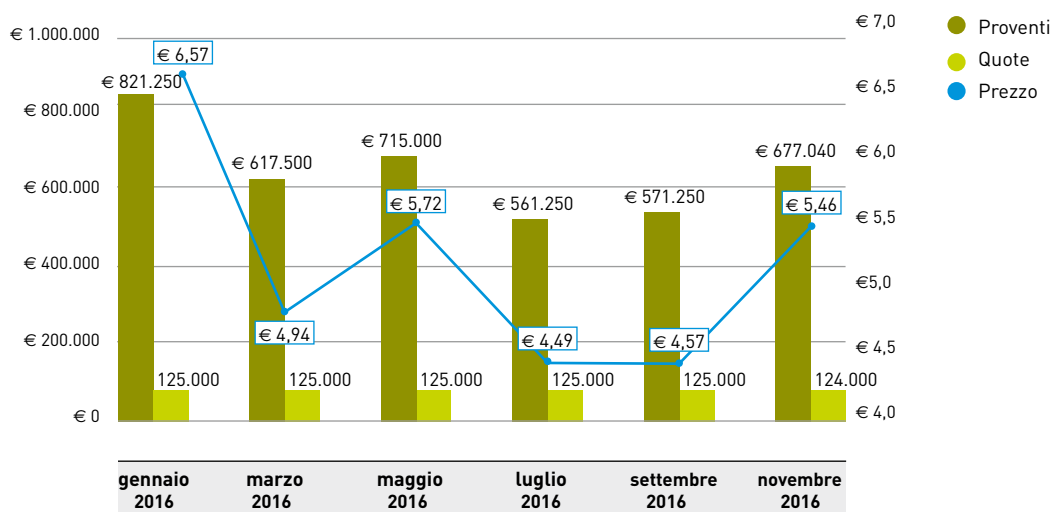


FIGURA 2 PROVENTI DELLE ASTE DI QUOTE DI EMISSIONE ITALIANE EUA-A 2016

Andamento proventi, quote e prezzo



Il risultato è stato più deludente rispetto al 2015, nonostante il perdurare del cosiddetto backloading, misura introdotta nel 2014 per sostenere i prezzi del carbonio in Europa e che nel 2016 ha ridotto a 715 milioni le EUA da collocare contro gli oltre 900 previsti. Le cause sono presumibilmente da imputare da un lato al perdurare del surplus di quote sul mercato, dovuto principalmente a un'uscita dalla crisi dell'industria dell'Unione più lenta del previsto, dall'altro a un'accresciuta consapevolezza tra gli operatori finanziari che le riforme strutturali dell'EU-ETS, al momento in fase di definizione, non avranno effetti a breve termine.

FIGURA 3 **PROVENTI DELLE ASTE DI QUOTE DI EMISSIONE ITALIANE EUA DAL 2012 A OGGI PER ANNO**

Andamento proventi, quote e prezzo

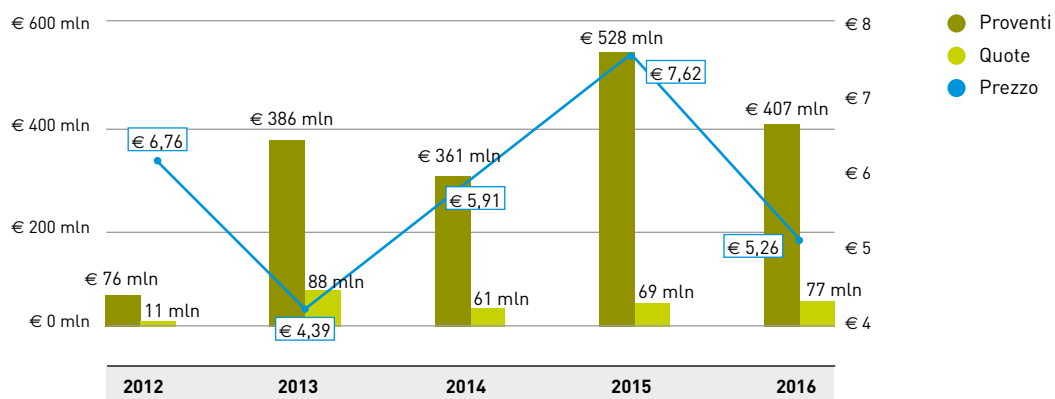
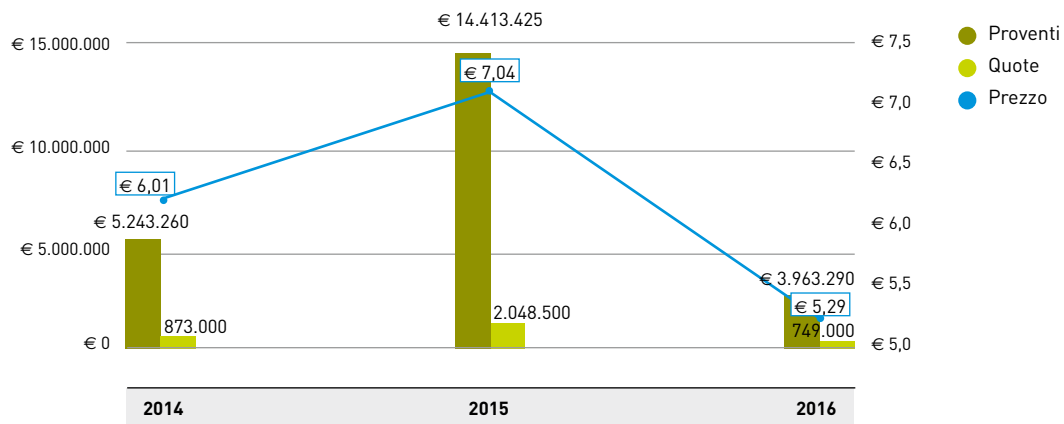


FIGURA 4 PROVENTI DELLE ASTE DI QUOTE EUA-A DI EMISSIONI ITALIANE DAL 2014 A OGGI RAGGRUPPATI PER ANNO

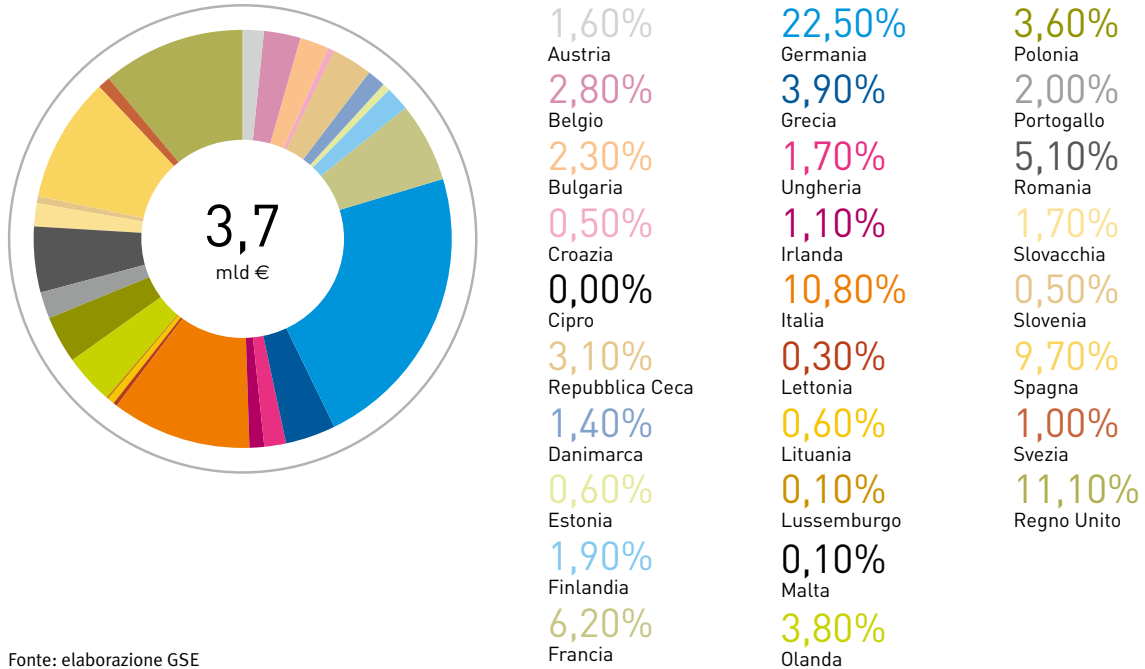
Andamento proventi, quote e prezzo



Il collocamento delle EUA ha comunque fruttato nel 2016 all'Italia oltre 407,2 milioni di euro (e quello delle EUA-A circa 4 milioni di euro), per un totale di oltre 411,2 milioni di euro. Il Paese, titolare di oltre il 10% delle EUA e del 12,3% delle EUA-A, si è attestato quarto per proventi complessivamente incassati durante l'anno.

FIGURA 5 SHARE DEI PROVENTI D'ASTA DERIVANTI DALLA VENDITA DI EUA NEL 2016 PER STATO MEMBRO [mld €]

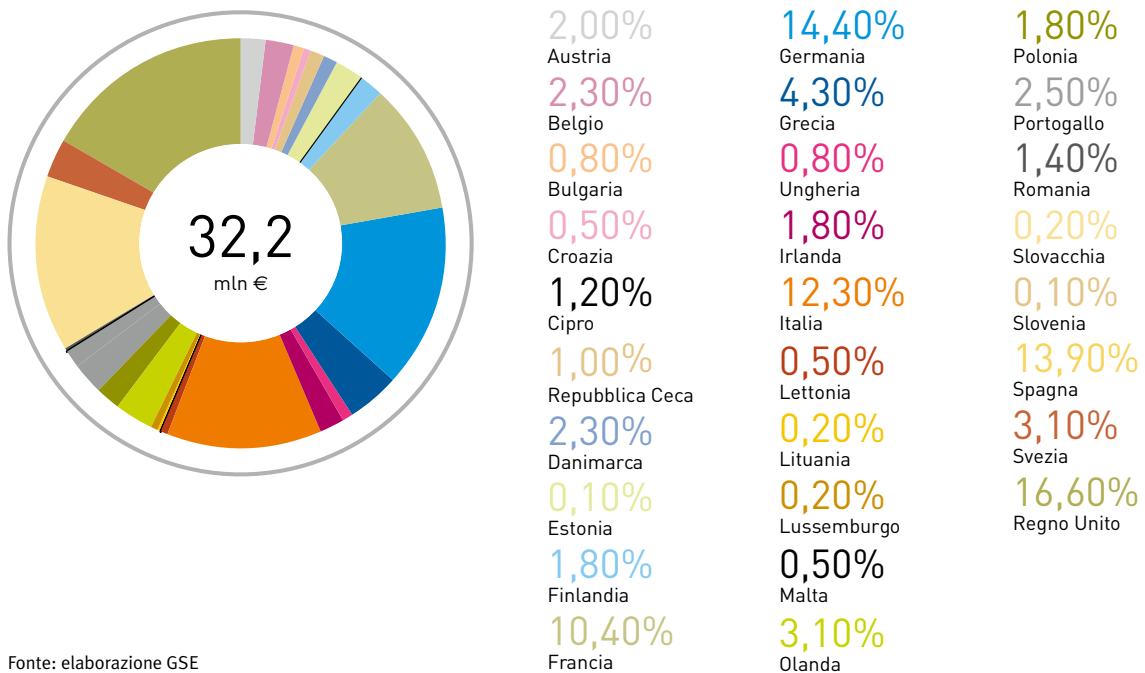
Proventi (%) per Paese



Fonte: elaborazione GSE

FIGURA 6 SHARE DI PROVENTI D'ASTA DA EUA-A VENDUTE NEL 2016 PER STATO MEMBRO [mln €]

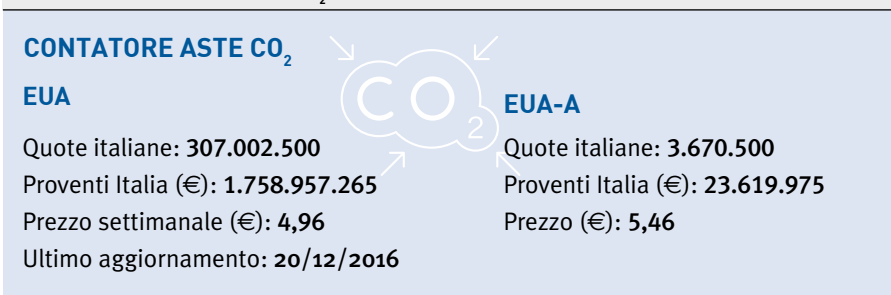
Proventi (%) per Paese



Fonte: elaborazione GSE

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

FIGURA 7 **CONTATORE ASTE CO₂ - FONTE: PORTALE WWW.GSE.IT**



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 Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare di concerto con il Ministero dello Sviluppo Economico e con il Ministero dell'Economia e delle Finanze. L'Italia è tenuta annualmente a rendicontare alla Commissione Europea la destinazione d'uso di tali risorse.

A luglio 2016 è stato reso pubblico il resoconto relativo alla destinazione d'uso dei proventi nel 2015. 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 2015, sono state utilizzate per finalità climatiche le risorse utili generate dalle aste nel 2014. Dei circa 200 milioni di euro disponibili (pari al 50% dei 399,5 milioni di euro incassati nel 2014), la relazione riporta che circa 54,6 milioni sono stati allocati su misure nazionali. Tra questi, circa 10 milioni sono stati destinati al finanziamento di programmi regionali per le diagnosi energetiche nelle piccole e medie imprese e alla valutazione di programmi di mobilità per il passaggio a sistemi di trasporto a basso contenuto di emissioni. Nel medesimo report, inviato nel 2015, si anticipava che le risorse destinate all'efficienza energetica di edifici, imprese e Pubblica Amministrazione sarebbero state più cospicue. Il report 2016 dà invece conto del fatto che, a fronte di mutate priorità, le risorse sono state prevalentemente destinate al finanziamento di interventi di adattamento agli impatti dei cambiamenti climatici, come, per esempio, la mitigazione del rischio idrogeologico.

Ulteriori 127,9 milioni di euro sono stati assegnati a istituzioni e a programmi multilaterali per iniziative di cooperazione allo sviluppo con finalità connesse ai cambiamenti climatici. La restante parte è stata investita in programmi bilaterali di cooperazione con finalità ambientali.

Il GSE ha riportato una sintesi dettagliata in lingua italiana dell'allocazione delle risorse nel Rapporto aste relativo al III trimestre 2016.

8.3 SEGRETERIA TECNICA DEL COMITATO ETS: I PICCOLI EMETTITORI

Ai sensi del D.Lgs. 30/13, il GSE partecipa con un suo delegato alla Segreteria tecnica del Comitato ETS. L'attività svolta dal GSE nell'ambito della Segreteria è concentrata, dal 2012, sull'attuazione delle disposizioni nazionali per i Piccoli Emittitori, che hanno chiesto l'esclusione dal campo di applicazione della Direttiva ETS.

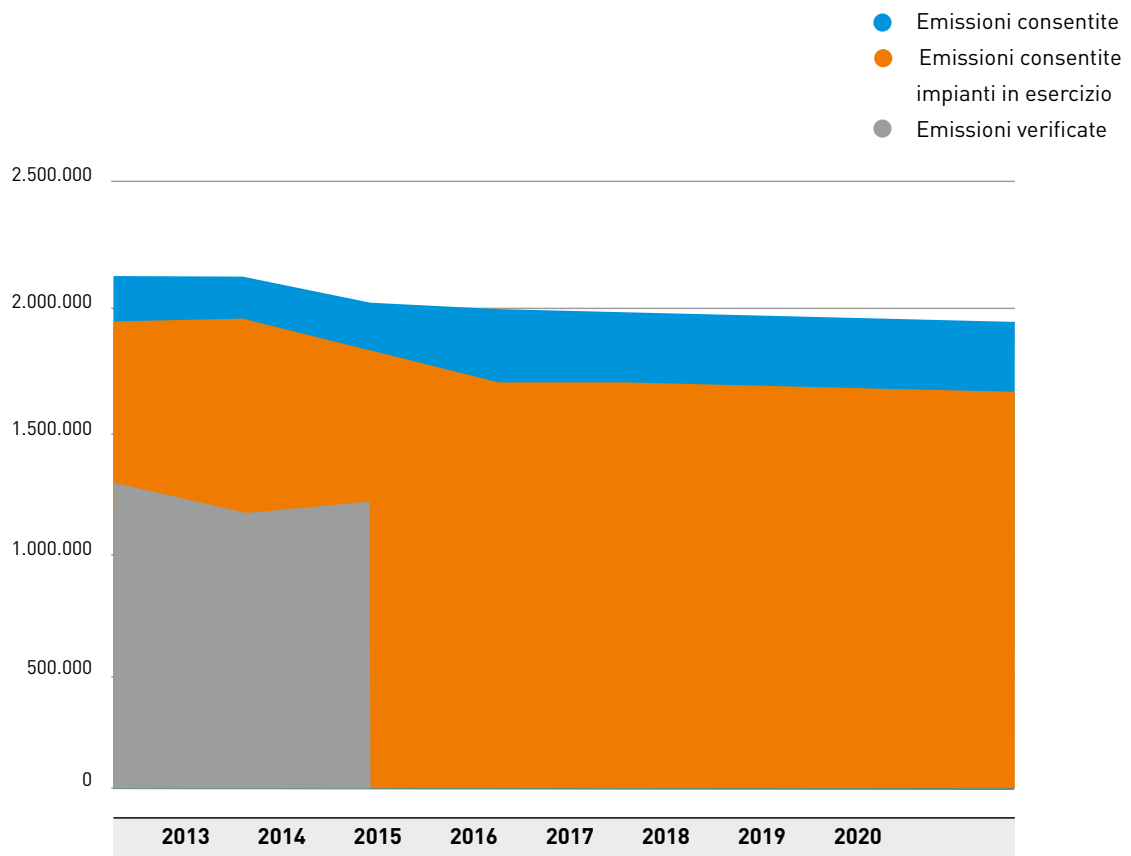
Tali disposizioni, vigenti dal 2013 e definite anche con il supporto tecnico del GSE, istituiscono un sistema semplificato di monitoraggio e compensazione delle emissioni per i Piccoli Emittitori di tipo "command and control". A differenza dell'EU-ETS, esso assegna un tetto emissivo annuo ai singoli impianti, oltre il quale i gestori devono compensare le emissioni in eccesso restituendo EUA o pagando un corrispettivo pari al costo medio delle quote nell'anno di riferimento.

I Piccoli Emittitori in attività nel corso del 2016 sono stati solo 131, mentre originariamente erano 166. Ciò a causa di chiusure o sospensioni dell'attività emissiva, dovuta al calo dell'attività produttiva. Il GSE ha svolto le istruttorie relative a tutti gli adempimenti dovuti a norma di legge dagli impianti nell'anno:

- validazione delle comunicazioni verificate delle emissioni 2015, relative a 106 impianti Piccoli Emittitori in attività, per i quali la normativa richiede la verifica di parte terza (impianti con emissioni medie superiori alle 5.000 tCO₂eq/anno nel periodo 2008-2010);
- verifica delle comunicazioni delle emissioni 2015, relative ai 30 "micro emettitori" aperti (impianti con emissioni medie inferiori alle 5.000 tCO₂eq/anno nel periodo 2008-2010);
- validazione di 36 richieste di aggiornamento dei Piani di Monitoraggio;
- recepimento di una decina di notifiche di sospensione, riavvio o chiusura definitiva delle attività;
- valutazione e rideterminazione delle emissioni consentite di 7 impianti, che ne hanno fatto richiesta;
- aggiornamento semestrale dello stato di adempimento agli obblighi normativi da parte dei Piccoli Emittitori (aggiornamento Registro Nazionale Piccoli Emittitori al 30 giugno 2016 e successivamente al 31 dicembre 2016).

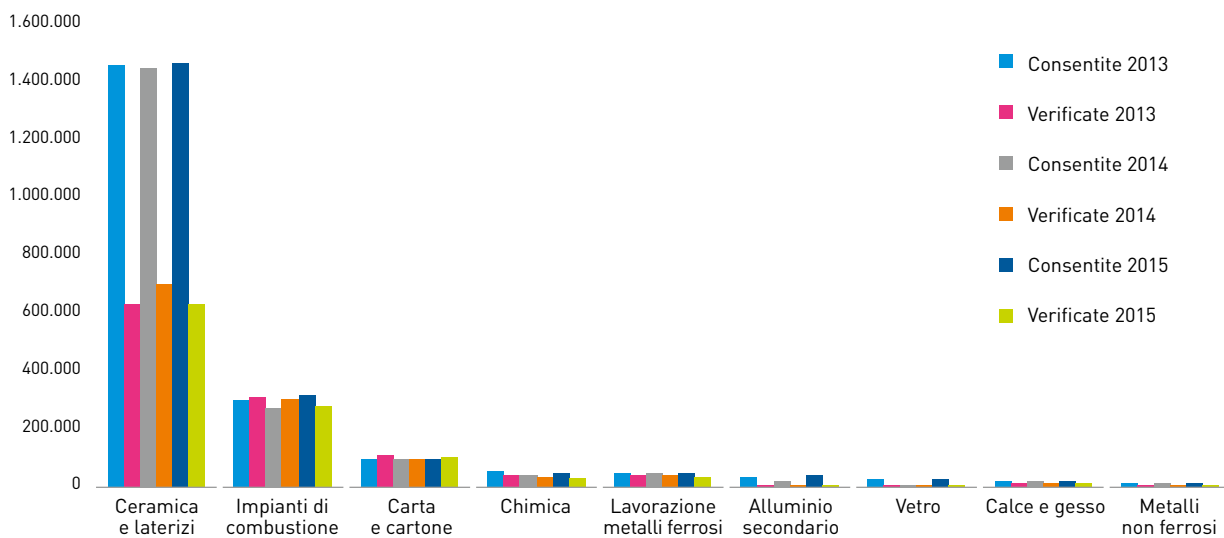
Dalle istruttorie emerge che, complessivamente, nell'anno 2015 gli impianti Piccoli Emittitori hanno emesso poco meno di 1,2 milioni di tonnellate di CO₂ equivalente (1.159.044 tCO₂eq), meno del 36% rispetto ai quasi 2 milioni di emissioni consentite (1.955.716 tCO₂eq) per l'anno.

FIGURA 8 EMISSIONI CONSENTITE ED EMISSIONI VERIFICATE DEGLI IMPIANTI PICCOLI EMETTITORI DAL 2013 AL 2015 [tCO₂/anno]



Le emissioni sono concentrate prevalentemente nei settori ceramica e laterizi, produzione di energia e carta, che, sul totale degli impianti soggetti al regime Piccoli Emettitori, pesano rispettivamente per il 61%, il 23% e il 6%.

FIGURA 9 EMISSIONI VERIFICATE DEGLI IMPIANTI PICCOLI EMETTITORI PER SETTORE [tCO₂/anno]



VERIFICHE



“ L’attività di verifica, volta ad accertare che gli incentivi pubblici siano stati legittimamente riconosciuti, nel corso del 2016 è stata ulteriormente potenziata, consentendo al GSE di svolgere 4.240 controlli (+22% rispetto al 2015). Il 35% dei 2.147 procedimenti conclusi nel corso dell’anno ha avuto esito negativo, derivandone la necessità di recuperare 183 milioni di euro. Il GSE gestisce, coordina e monitora tutte le attività necessarie per recuperare eventuali benefici indebitamente percepiti dagli operatori. Il totale degli importi gestiti tra il 2010 e il 2016 ammonta a circa 477 milioni di euro, di cui circa 162 milioni di euro per il solo esercizio 2016. ”

Valerio Venturi e Caterina Pagliara

VERIFICHE,
RECUPERO
INCENTIVI E
CONTENZIOSO

9

VERIFICHE, RECUPERO INCENTIVI E CONTENZIOSO

4.240

numero di verifiche

EFFETTUATE
NELL'ANNO 2016

35,4%

PERCENTUALE DI
PROCEDIMENTI DI
VERIFICA CONCLUSI
NELL'ANNO 2016 CON
ESITO NEGATIVO (761
SU 2.147)

162

milioni di euro

AMMONTARE DEGLI
INCENTIVI IL CUI
RECUPERO È STATO
AVVIATO NEL 2016

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 e sugli interventi di efficienza energetica.

Ai sensi della Delibera AEEGSI 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 AEEGSI 42/02 e successive modifiche. Con la Delibera 597/15/E/COM, l'Autorità ha affidato al GSE anche il compito di svolgere in avvalimento le verifiche sui Sistemi Efficienti di Utenza (SEU) e sui Sistemi Equivalenti ai Sistemi Efficienti di Utenza (SESEU).

La rilevanza strategica delle attività di verifica del GSE è stata confermata con l'emanazione del D.M. 31 gennaio 2014 del Ministero dello Sviluppo Economico (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'AEEGSI per i seguiti sanzionatori.

L'attività di verifica svolta dal GSE ha assunto negli anni crescente importanza, in relazione alla rilevanza degli incentivi erogati e in presenza di limiti di spesa oramai raggiunti per gli impianti fotovoltaici (tetto di 6,7 miliardi di euro raggiunto il 6 giugno 2013) o prossimi al raggiungimento (5,8 miliardi di euro) per gli altri impianti alimentati da fonti rinnovabili.

Nel corso dell'anno 2016, in piena continuità con l'operato dell'anno 2015, l'attività di verifica è stata ulteriormente potenziata in considerazione dell'esigenza di rendere più selettivi gli obiettivi di verifica 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 2014-2016".

I controlli svolti nell'anno 2016 sono stati 4.240, di cui 2.501 con sopralluogo e 1.739 documentali, per una potenza complessivamente verificata di 2.999 MW.

Nel corso del 2016 sono state effettuate 3.553 verifiche sugli impianti fotovoltaici, per una potenza complessiva pari a 818 MW. Il 44,7% di tali verifiche ha riguardato impianti incentivati ai sensi del D.M. 19 febbraio 2007 e della Legge 129/10 (Secondo Conto Energia), il 30,4% impianti incentivati ai sensi del D.M. 5 maggio 2011 (Quarto Conto Energia), il 13,3% impianti incentivati ai sensi del D.M. 5 luglio 2012 (Quinto Conto Energia), il 7,5% impianti incentivati ai sensi dei DD.MM. 28 luglio 2005 e 6 febbraio 2006 (Primo Conto Energia) e il 4,1% impianti incentivati ai sensi del D.M. 6 agosto 2010 (Terzo Conto Energia).

Per quanto attiene agli impianti alimentati da fonti rinnovabili diverse dal fotovoltaico, sono state effettuate 180 verifiche, per una potenza complessiva di 1.481 MW. Di tali verifiche, 97 hanno riguardato impianti qualificati FER, 75 impianti qualificati IAFR e 8 impianti eolici che hanno richiesto la remunerazione della Mancata Produzione.

Nel 2016 sono state effettuate 2 verifiche in avalimento, ai sensi della Delibera AEEGSI 346/16/E/EFR, 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 15 MW. Il GSE, inoltre, ha affiancato l'Autorità nello svolgimento di 5 verifiche, effettuate ai sensi della Delibera 415/2016/E/EFR, presso Sistemi semplici di produzione e consumo qualificati SEU o SESEU, propedeutiche alla stesura finale del Regolamento di cui alla Delibera 597/2015/E/COM. La potenza degli impianti di produzione verificati, presenti all'interno dei SEU e SESEU, è pari a 17 MW. Nel corso del 2016 sono state effettuate 87 verifiche su unità di cogenerazione, che hanno richiesto il riconoscimento CAR e/o l'accesso al regime di sostegno dei Certificati Bianchi ("CB"), ai sensi del D.M. 5 settembre 2011, per una potenza complessiva di 225 MW. È stata, altresì, potenziata 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. Per tale tipologia di impianti il GSE ha effettuato 20 verifiche, per una potenza complessiva di circa 443 MW.

Nel 2016 sono state effettuate 255 verifiche su interventi di efficienza energetica ai sensi del D.M. 28 dicembre 2012 - Certificati Bianchi e 138 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.

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

TIPOLOGIA DI IMPIANTO/ MECCANISMO INCENTIVANTE	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Impianti fotovoltaici	69	1.033	884	402	568	675	818
Impianti IAFR/FER	1.573	1.408	3.767	783	1.086	1.812	1.481
Impianti CIP6/92 e di cogenerazione in avvalimento AEEGSI	1.017	3.135	1.793	2.149	1.916	956	32
Impianti di cogenerazione abbinata al teleriscaldamento	421	26	31	426	12	76	443
Impianti CAR (D.M. 5 settembre 2011)	-	-	-	-	1.275	1.801	225
Certificati Bianchi (D.M. 28 dicembre 2012)	-	-	-	-	- (2)	- (2)	- (2)
Conto Termico (D.M. 28 dicembre 2012)	-	-	-	-	- (2)	- (2)	- (2)
IMPIANTI VERIFICATI (POTENZA TOTALE) (1)	2.547	5.602	6.475	3.760	4.857	5.320	2.999

(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 (Certificati Bianchi e Conto Termico) non è generalmente applicabile un valore di potenza elettrica associato all'intervento.

FIGURA 1 ATTIVITÀ DI VERIFICA SVOLTE DAL 2001 AL 2016: NUMERO DI IMPIANTI [n.]

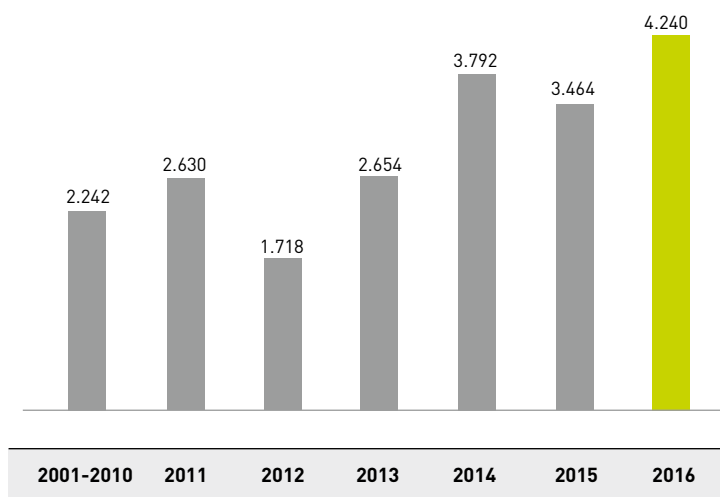
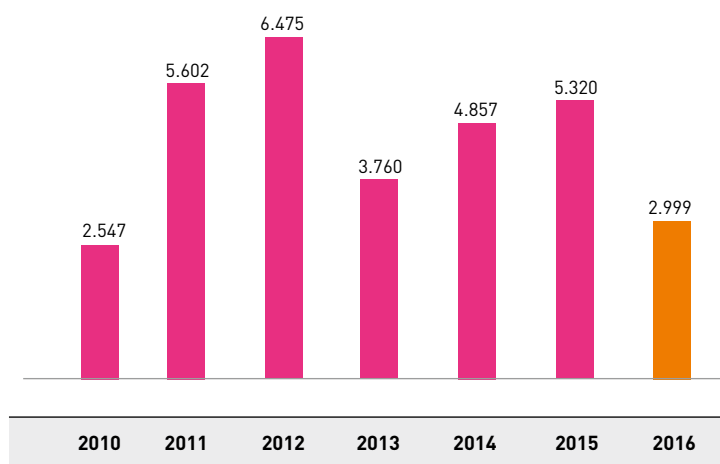


FIGURA 2 ATTIVITÀ DI VERIFICA SVOLTE DAL 2010 AL 2016: POTENZA DEGLI IMPIANTI [MW]



Nell'ambito delle attività svolte nel 2016, si evidenzia che:

- sono state effettuate verifiche che hanno comportato operazioni di campionamento e caratterizzazione chimico-fisica dei combustibili utilizzati, ai sensi dell'articolo 2, comma 2 del D.M. Controlli;
- 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;
- in continuità con quanto effettuato nel 2015, 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;
- al fine di rendere ancora più efficace il controllo degli impianti incentivati, è stata avviata una serie di attività volte a testare, in via sperimentale, le potenzialità offerte dall'utilizzo dei Sistemi Aeromobili a Pilotaggio Remoto (SAPR). Il progetto si è poi concretizzato con l'avvio di un percorso di formazione per alcune risorse al fine di conseguire l'abilitazione alla conduzione di droni SAPR, di massa operativa al decollo minore di 25 kg, in condizioni Visual Line of Sight (VLOS). In particolare, l'impiego di droni ha consentito al GSE di ottimizzare la durata dell'attività di controllo, di verificare impianti altrimenti non accessibili in sicurezza, di sfruttare le potenzialità di numerosi sensori e le elaborazioni delle immagini per integrare le diverse tipologie di controllo. Nel corso del mese di ottobre 2016 il GSE ha avviato una prima campagna di undici sopralluoghi, effettuati in via sperimentale su impianti fotovoltaici ubicati nelle province di Roma, Viterbo e Terni, che hanno interessato sia impianti posti su strutture fisse ancorate al terreno sia impianti installati su coperture non accessibili in sicurezza. Il GSE, inoltre, sta valutando la possibilità di acquisire la qualifica di operatore SAPR, anche attraverso la stipula di un Protocollo d'intesa con l'ENAC, nonché di dotarsi di dispositivi SAPR al fine di svolgere le attività di rilevamento fotografico e fotogrammetrico;
- sono state svolte diverse attività di verifica che hanno visto impegnato congiuntamente personale del GSE e del Nucleo Speciale per l'Energia e il Sistema Idrico della Guardia di Finanza, sia nell'ambito di sopralluoghi presso gli impianti sia in controlli documentali, finalizzate alla verifica dei requisiti per il riconoscimento degli incentivi agli impianti fotovoltaici (serre fotovoltaiche, impianti oggetto di possibile frazionamento, ecc.), nonché alla verifica di cumulabilità degli incentivi di cui al D.M. 28 dicembre 2012 - Conto Termico, al D.M. 28 dicembre 2012 - Titoli di Efficienza Energetica e al D.M. 5 settembre 2011 (Certificati Bianchi). Dette attività di controllo si inseriscono nell'ambito del Protocollo d'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.

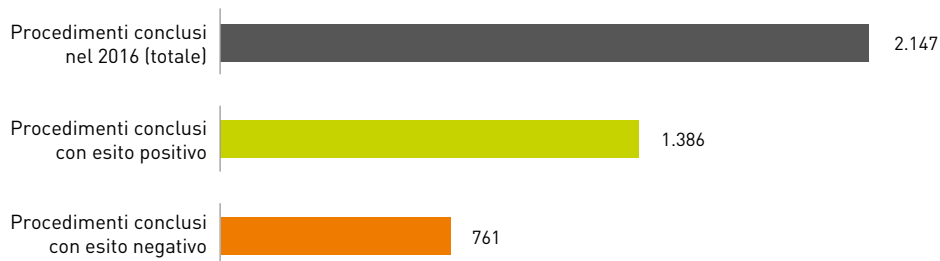
Quanto sopra si aggiunge alla già proficua collaborazione in corso da tempo con gli organi inquirenti, le forze dell'ordine e l'Autorità giudiziaria in materia di controlli.

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 A3 o UC7, segnalazioni all'Autorità giudiziaria, ecc.).

In attuazione di quanto previsto dall'articolo 6, commi 6 e 7 del D.M. Controlli, il GSE trasmetterà al Ministero dello Sviluppo Economico un rapporto sugli esiti delle attività di verifica svolte nell'anno 2016 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 (Certificati Bianchi, Conto Termico, CAR e verifiche in avvalimento AEEGSI). Nel 2016 il GSE ha concluso 2.147 procedimenti di verifica, alcuni avviati nel medesimo anno, altri avviati negli anni precedenti; 1.386 (64,6%) si sono conclusi con esito positivo, ovvero senza che siano state accertate difformità, e 761 (35,4%) con esito negativo. Tali procedimenti hanno determinato l'accertamento nel 2016 di 1.276 violazioni.

FIGURA 3 **ESITI DEI PROCEDIMENTI CONCLUSI NEL 2016**



Con riferimento ai diversi meccanismi di incentivazione, 1.600 procedimenti hanno riguardato impianti fotovoltaici (74,5%), 231 interventi di cui ai DD.MM. 28 dicembre 2012 - Certificati Bianchi e Conto Termico (10,8%), 213 impianti IAFR e FER (9,9%), 88 impianti di Cogenerazione ad Alto Rendimento e di cogenerazione abbinata al teleriscaldamento (4,1%) e 15 impianti CIP6/92 e di cogenerazione di cui alla Delibera AEEGSI 42/02 (0,7%).

FIGURA 4 **PROCEDIMENTI CONCLUSI NEL 2016: SUDDIVISIONE PER TIPO DI INCENTIVAZIONE**

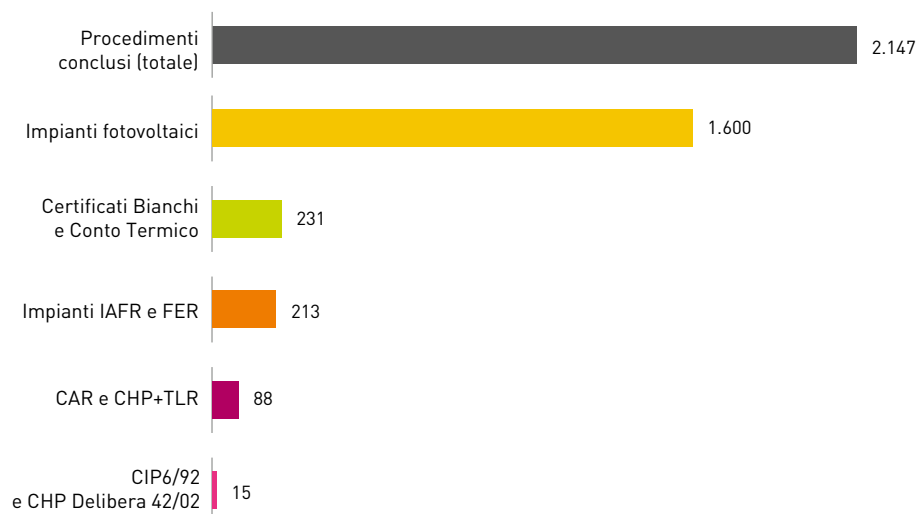


FIGURA 5 **PROCEDIMENTI CONCLUSI CON ESITO NEGATIVO NEL 2016: SUDDIVISIONE PER TIPO DI INCENTIVAZIONE**

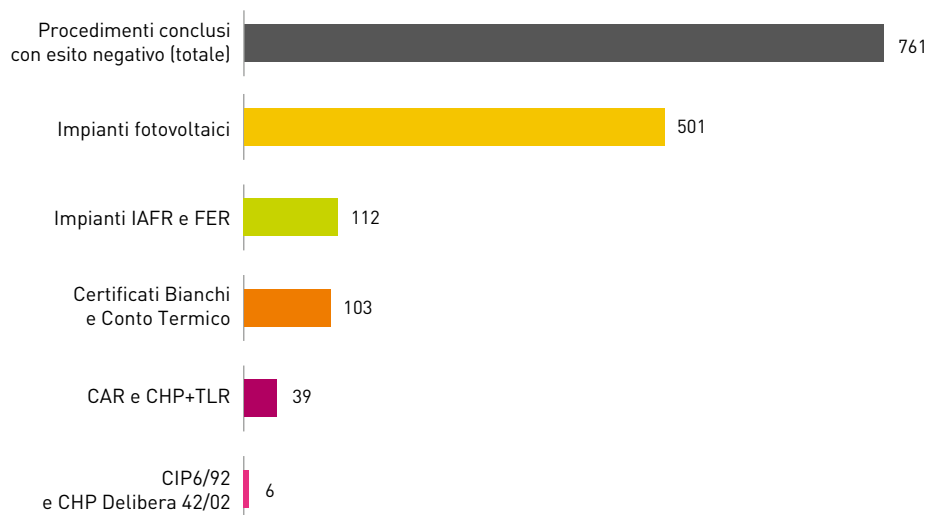
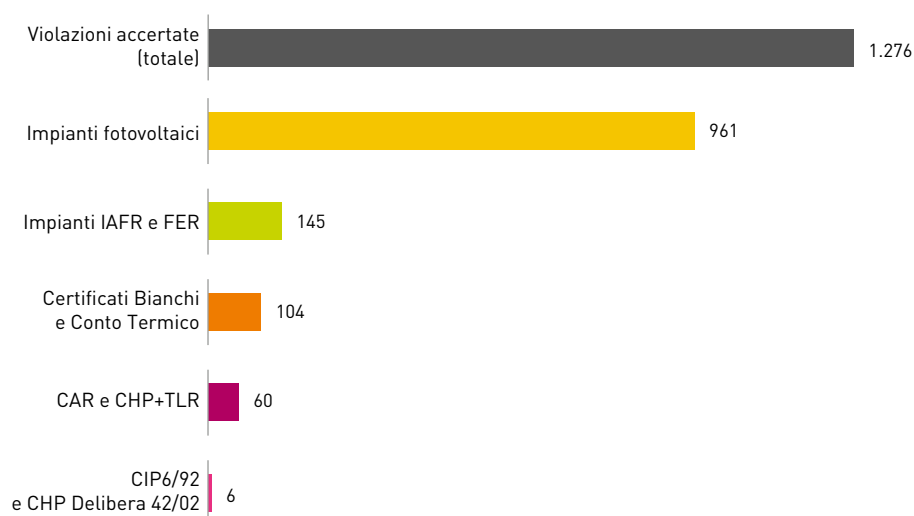


FIGURA 6 VIOLAZIONI ACCERTATE NEL 2016



Con riferimento alle attività di controllo afferenti agli impianti fotovoltaici incentivati, nel 2016 sono state accertate 961 violazioni, in ragione delle quali sono stati conclusi negativamente 501 procedimenti di verifica.

Per quanto riguarda gli impianti IAFR/FER, sono state accertate 145 violazioni in base alle quali sono stati conclusi negativamente 112 procedimenti di verifica.

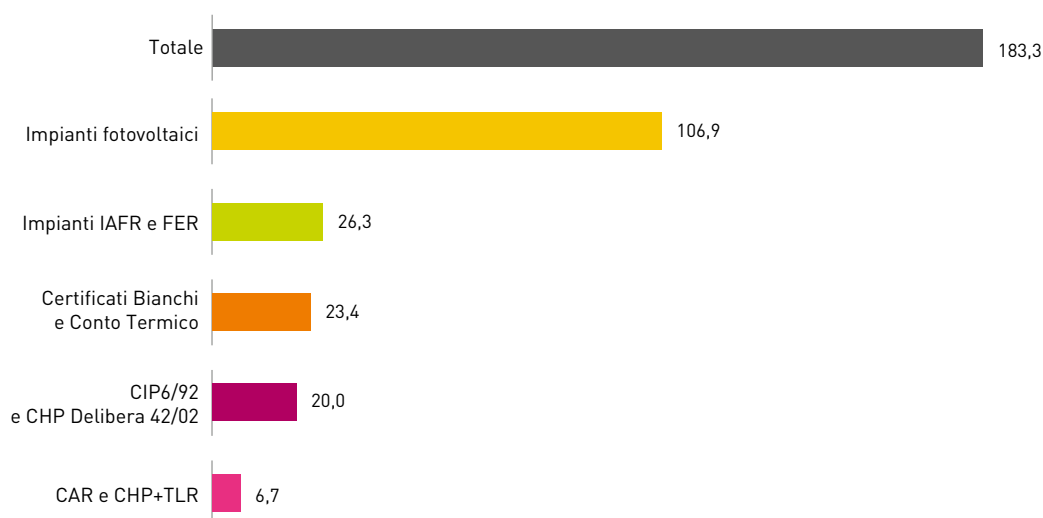
Relativamente agli interventi di cui ai DD.MM. 28 dicembre 2012 (Certificati Bianchi e Conto Termico), sono state accertate 104 violazioni, da cui sono scaturiti 103 procedimenti di verifica conclusi negativamente.

Per quanto riguarda gli impianti CAR e gli impianti CHP+TLR, sono state accertate 60 violazioni, che hanno determinato 39 procedimenti di verifica conclusi negativamente. Infine, relativamente agli impianti CIP6/92 e di cogenerazione di cui alla Delibera AEEGSI 42/02, sono state accertate 6 violazioni, in ragione delle quali sono stati conclusi negativamente 6 procedimenti di verifica.

Si precisa che, in conformità delle previsioni dell'articolo 11, comma 1 del D.M. Controlli e dell'articolo 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 (articolo 11, comma 3), ma da cui sia conseguito, ugualmente, un indebito accesso agli incentivi.

Con riferimento ai 761 procedimenti di verifica conclusi dal GSE nell'anno 2016 con esito negativo, sono stati accertati importi percepiti per un valore stimato pari a 183,3 milioni di euro, così ripartiti:

- 106,9 milioni di euro relativi a impianti fotovoltaici;
- 26,3 milioni di euro relativi a impianti IAFR/FER;
- 6,7 milioni di euro relativi a impianti CAR e CHP+TLR;
- 23,4 milioni di euro relativi a interventi di efficienza energetica (CB+CT);
- 20,0 milioni di euro nell'ambito di verifiche in avalimento AEEGSI (CIP6/92 e cogenerazione Delibera 42/02).

FIGURA 7 IMPORTI INDEBITAMENTE PERCEPITI ACCERTATI NELL'AMBITO DEI PROCEDIMENTI DI VERIFICA CONCLUSI NEL 2016 [mln €]


Le verifiche concluse con esito negativo (con provvedimenti di decadenza o rimodulazione della tariffa incentivante), oltre ad accertare importi percepiti per i quali si procede al recupero, generano un minor esborso per il periodo residuo di incentivazione, con conseguente riduzione del fabbisogno futuro delle componenti tariffarie A3 per le fonti rinnovabili elettriche e UC7 per gli interventi di efficienza energetica (CB/CT). Tale mancato esborso è definito sulla base del valore della tariffa rimodulata e/o della corretta quantificazione dell'energia incentivabile per il periodo residuo di diritto all'incentivo, o in ragione della decadenza dell'impianto dal diritto agli incentivi originariamente riconosciuti.

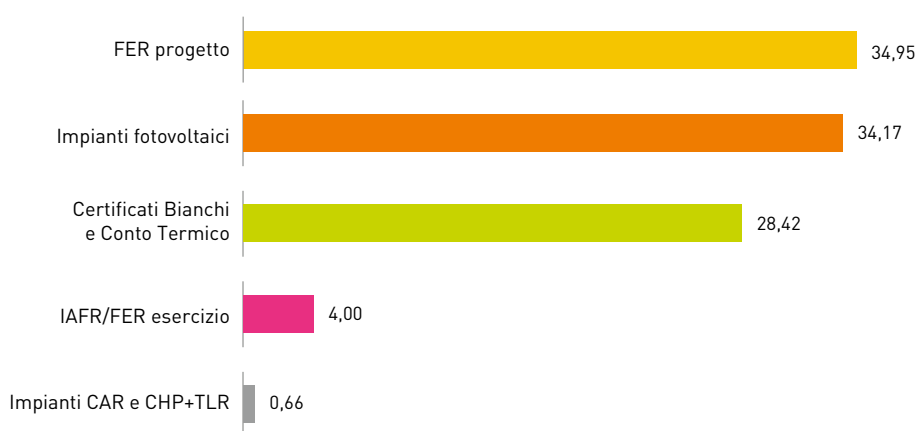
La quantificazione del mancato esborso tiene conto dell'adozione di specifici provvedimenti:

- per gli impianti fotovoltaici:
 - decadenza dal diritto agli incentivi;
 - rimodulazione della tariffa incentivante (per esempio, ammissione ad altro Conto Energia, riconoscimento di un diverso grado di integrazione architettonica o annullamento di un premio);
- per gli impianti CAR e CHP+TLR:
 - decadenza dal diritto al regime di sostegno di cui al D.M. 5 settembre 2011;
 - rideterminazione dell'energia incentivabile per gli impianti CHP+TLR;
- per gli impianti in esercizio alimentati da fonti rinnovabili diversi dagli impianti fotovoltaici (impianti IAFR/FER):
 - decadenza dall'iscrizione ai registri ai sensi del D.M. 6 luglio 2012;
 - annullamento della qualifica IAFR;
 - rideterminazione dell'energia incentivabile;
 - mancato riconoscimento degli incentivi per parte del periodo di incentivazione.

Gli esiti delle verifiche sono importanti anche sugli impianti FER a progetto, iscritti in posizione utile nei registri o aggiudicatari delle procedure d'asta ai sensi del D.M. 6 luglio 2012, poiché, pur non presentando essi un contratto attivo per l'incentivazione

dell'energia, contribuiscono, insieme agli impianti in esercizio (IAFR, FER e CIP6/92), all'impegno di spesa annuo calcolato mediante il "contatore degli oneri delle fonti rinnovabili", che descrive il costo indicativo annuo degli incentivi riconosciuti agli impianti alimentati da fonti rinnovabili diversi da quelli fotovoltaici, per cui è previsto un tetto di 5,8 miliardi di euro l'anno. L'attività di verifica condotta nel 2016 dal GSE sugli impianti IAFR e FER (a progetto e in esercizio) ha determinato una riduzione del costo indicativo annuo pari a circa 39 milioni di euro, permettendo di posticipare il raggiungimento del tetto di spesa e di rendere disponibili le risorse economiche per altre iniziative.

FIGURA 8 STIMA MANCATO ESBORSO ANNUALE, IN RELAZIONE AI PROCEDIMENTI DI VERIFICA CONCLUSI NEL 2016 [mln €]



Il mancato esborso conseguente alle verifiche concluse con esito negativo può essere valutato sia su base annua sia relativamente al valore cumulato per l'intero periodo residuo di incentivazione.

Il mancato esborso cumulato viene espresso attualizzando, con il tasso IRS, il mancato esborso relativo al periodo residuo di incentivazione. Tale mancato esborso "prospettico", in relazione ai procedimenti di verifica su impianti in esercizio conclusi negativamente nel 2016, è così ripartito:

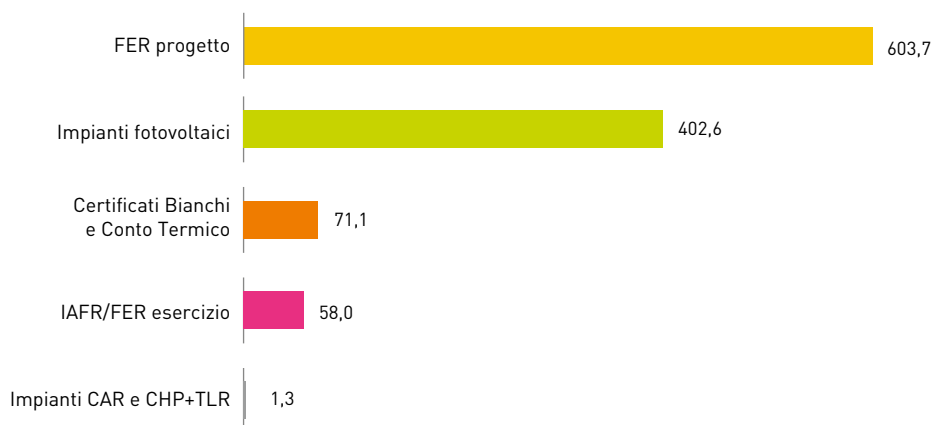
- per gli impianti fotovoltaici, circa 402,6 milioni di euro;
- per gli impianti alimentati da fonti rinnovabili IAFR/FER in esercizio (diversi dagli impianti fotovoltaici), 58 milioni di euro;
- per gli interventi di efficienza energetica di cui ai DD.MM. 28 dicembre 2012 (CB e CT), 71,1 milioni di euro;
- per gli impianti CAR e CHP+TLR, 1,3 milioni di euro.

Complessivamente quindi tali contributi determinano un mancato esborso prospettico totale di circa 532,9 milioni di euro.

Analogamente può anche essere calcolato il mancato esborso prospettico, relativo alle verifiche concluse con esito negativo sugli impianti FER a progetto, cui corrisponde evidentemente un valore stimato elevato (603,7 milioni di euro), non essendo tali

impianti in esercizio e dovendosi considerare per essi tutto il periodo di incentivazione. Per questi impianti comunque l'effetto più rilevante delle verifiche concluse con esito negativo consiste nell'aver liberato risorse virtualmente impegnate nel contatore degli oneri delle fonti rinnovabili, rendendole disponibili per gli altri soggetti.

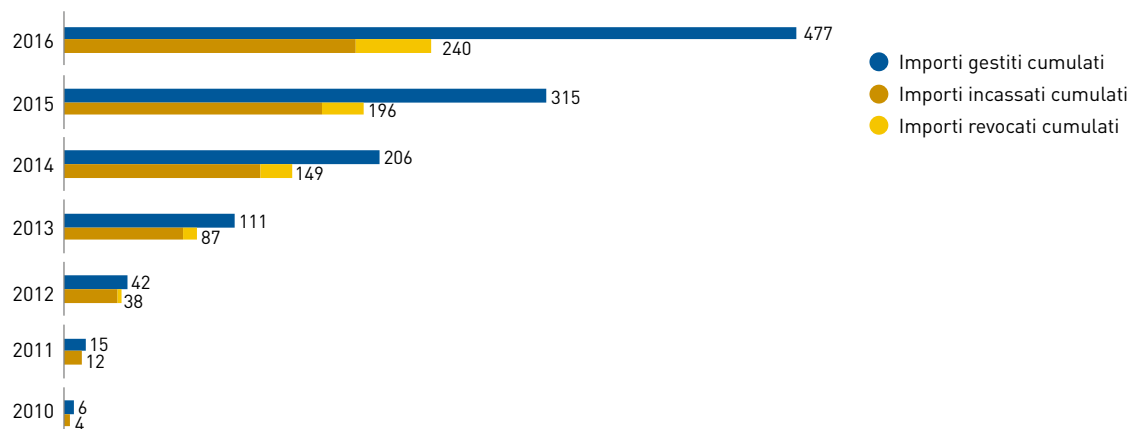
FIGURA 9 **STIMA MANCATO ESBORSO PROSPETTICO, RELATIVO ALL'INTERO PERIODO RESIDUO DI INCENTIVAZIONE, IN RELAZIONE AI PROCEDIMENTI DI VERIFICA CONCLUSI NEL 2016 [mln €]**



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, conguagli CIP6/92, ricalcoli degli incentivi erogati, verifiche a seguito di segnalazioni di furto, danni e rimozione degli impianti fotovoltaici. Nell'ambito del processo di recupero crediti, 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.

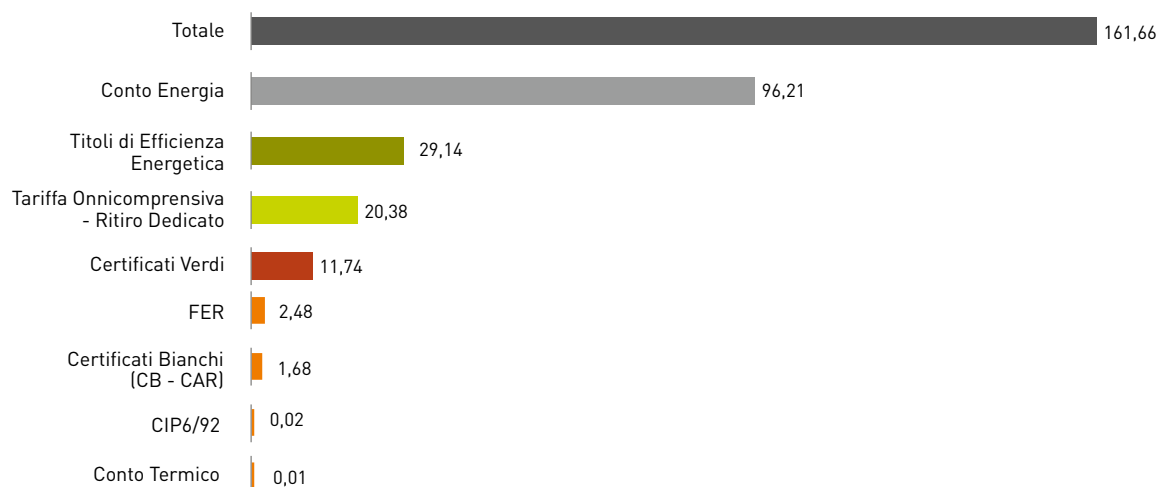
Il totale degli importi gestiti, intendendo come tali quelli per i quali risulta avviata la richiesta di restituzione degli importi indebitamente percepiti (l'avvio dell'attività di recupero incentivi coincide con la data di richiesta di restituzione degli importi indebitamente percepiti e l'indicazione delle coordinate bancarie identificative del conto corrente sulle quali effettuare il pagamento), tra il 2010 e il 2016 ammonta a circa 477 milioni di euro, di cui 191 milioni di euro incassati e 49 milioni di euro 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 10 **IMPORTI GESTITI, INCASSATI E REVOCATI CUMULATI NEL PERIODO 2010-2016 [mln €]**

Al 31 dicembre 2016, i recuperi gestiti per il solo esercizio 2016 ammontano a circa 162 milioni di euro (110 milioni di euro nel 2015), così articolati:

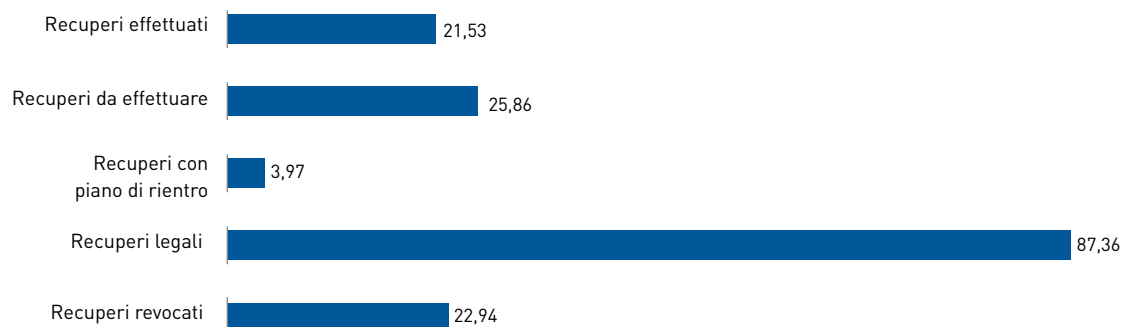
- 96,21 milioni di euro per difformità rilevate in ordine a impianti fotovoltaici incentivati con il Conto Energia (27,20 milioni di euro nel 2015, dato aggiornato al 31 dicembre 2016);
- 29,14 milioni di euro per irregolarità riscontrate con riferimento ai Titoli di Efficienza Energetica (14,80 milioni di euro nel 2015);
- 20,38 milioni di euro per irregolarità riscontrate con riferimento agli impianti ricadenti nel regime Tariffa Onnicomprensiva e Ritiro Dedicato (31,10 milioni di euro nel 2015);
- 11,74 milioni di euro per irregolarità riscontrate con riferimento ai Certificati Verdi (28,40 milioni di euro nel 2015);
- 2,48 milioni di euro per difformità rilevate sugli impianti alimentati da fonti rinnovabili diverse dal fotovoltaico, ricadenti nel regime Tariffa incentivante e Onnicomprensiva, ai sensi dei DD.MM. 6 luglio 2012 e 23 giugno 2016 (0,20 milioni di euro nel 2015);
- 1,68 milioni di euro per irregolarità riscontrate con riferimento ai CB-CAR (7,90 milioni di euro nel 2015);
- 0,02 milioni di euro per conguagli tariffari effettuati su impianti ricadenti nel regime CIP6/92;
- 0,01 milioni di euro per irregolarità riscontrate con riferimento al Conto Termico (0,02 milioni di euro nel 2015).

FIGURA 11 TIPOLOGIA DI INCENTIVO OGGETTO DI RECUPERO NEL 2016 [mln €]



A seguito dell'avvio del processo di recupero incentivi e sulla base delle azioni intraprese dall'operatore (per 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 2016.

FIGURA 12 IMPORTI 2016 SUDDIVISI PER STATO DI LAVORAZIONE [mln €]



Dell'ammontare complessivo di circa 162 milioni di euro, sono stati recuperati, nel corso del 2016, 21,53 milioni di euro (13% del totale). Inoltre, nel corso dell'anno sono stati effettuati recuperi per ulteriori 14,97 milioni di euro, relativi ai provvedimenti intrapresi nel periodo 2010-2015.

TABELLA 3 DETTAGLIO IMPORTI GESTITI E RECUPERATI NEL PERIODO 2010-2016 [mln €]

ANNO AVVIO PROCEDIMENTO	Recuperi gestiti (A)	Recuperi revocati (B)	Recuperi effettuati per anno		Totale recuperi effettuati (C)	Recuperi residuo da gestire (A-B-C)
			2010-2015	2016		
2010-2015	315,28	26,50	154,38	14,97	169,34	119,44
2016	161,66	22,94	-	21,53	21,53	117,19
TOTALE	476,94	49,44	154,38	36,50	190,87	236,63

Dei 162 milioni di euro di recuperi gestiti per l'esercizio 2016, circa 26 milioni di euro 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 2016 sono state accettate, anche a tutela del credito del GSE, soluzioni di pagamento dilazionato per circa 4,5 milioni di euro (a fronte della dilazione concessa, il GSE applica gli interessi di ritardato pagamento), di cui 3,97 milioni di euro ancora da recuperare (nel 2016 sono stati accordati piani di rientro per ulteriori 23 milioni di euro riferiti a recuperi avviati nel periodo 2010-2015).

Dei 162 milioni di euro relativi all'anno 2016, circa 87 milioni di euro (54% 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 Tribunale Amministrativo Regionale 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 2016 il GSE ha accettato, nelle more della definizione del giudizio amministrativo, a tutela del proprio credito, garanzie fideiussorie per un importo complessivo di circa 6,2 milioni di euro.

TABELLA 4 DETTAGLIO FIDEIUSSIONI GESTITE [mln €]

ANNO AVVIO PROCEDIMENTO	Fideiussioni accettate		Totale
	2010-2015	2016	
2010-2015	1,56	4,78	6,34
2016	-	1,41	1,41
TOTALE	1,56	6,19	7,75

Infine, risultano come recuperi revocati circa 23 milioni di euro. Si tratta di recuperi che possono considerarsi “chiusi”, in quanto non sussistono più i requisiti sottostanti l’attività di recupero (reviviscenza o annullamento del provvedimento).

TABELLA 5 **IMPORTI GESTITI NEL PROCESSO DI RECUPERO INCENTIVI NEL 2016**

DESCRIZIONE	mln €	%
A - Totale importi gestiti “certi”	48,44	30
A.1 - Recuperi effettuati	21,53	13
A.2 - Recuperi con piano di rientro	3,97	2
A.3 - Recuperi revocati	22,94	14
B - Importi gestiti “non certi” (legale)	87,36	54
C - Recuperi da effettuare (avviati)	25,86	16
RECUPERI GESTITI (A+B+C)	161,66	100

9.3 CONTENZIOSO

Il GSE gestisce complessivamente circa 2.682 contenziosi che pendono in sede sia amministrativa sia civile. Solo nel corso del 2016, sono sorti 1.166 contenziosi in cui il GSE è parte, di cui 1.091 sono quelli in cui la Società ha ritenuto opportuno costituirsi. A fronte di quanto sopra, i risultati sono considerevoli: gli esiti favorevoli ottenuti nel corso dell’anno 2016 confermano il trend positivo degli anni precedenti.

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 a oggetto l’esclusione dai registri/graduatorie, il mancato riconoscimento di un incentivo o il riconoscimento di una minore tariffa incentivante per la produzione di energia rinnovabile (fotovoltaica o di altra fonte) ovvero il mancato riconoscimento di Certificati Bianchi, di contributi previsti dal Conto Termico o della qualifica della Cogenerazione ad Alto Rendimento, in applicazione della disciplina di riferimento. Per quanto riguarda gli esiti delle verifiche, si chiede, nei ricorsi, l’annullamento del provvedimento di decadenza dalle tariffe incentivanti.

FOTOVOLTAICO

Nel corso dell’anno 2016 una gran parte del contenzioso afferente al fotovoltaico ha riguardato provvedimenti di verifica, anche in ragione del raggiungimento del limite di costo per gli incentivi destinati a tale fonte, avvenuto nell’anno 2013, che preclude nuovi accessi agli incentivi. Pertanto, a seguito della numerosità di verifiche in situ al fine di riscontrare la corrispondenza dello stato realizzativo degli impianti fotovoltaici a quanto dichiarato (e asseverato) in fase di richiesta di ammissione ai benefici di cui ai vari Conti Energia, il contenzioso generato dai provvedimenti decadenziali dalle tariffe, conclusivi delle verifiche stesse, risulta essere molto numeroso.

Molteplici contenziosi afferiscono 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'articolo 12, comma 5 del D.M. 5 maggio 2011 (c.d. norma anti-frazionamento). In tal senso, a seguito dell'introduzione del D.M. 23 giugno 2016, che reca anche una norma interpretativa in tema di anti-frazionamento, ulteriori contenziosi sono sorti in tema, a fronte di provvedimenti decadenziali disposti dal GSE in attuazione di tale disposizione.

Prosegue, inoltre, il filone di contenzioso afferente alle decadenze disposte in ragione del mancato rispetto dei criteri di priorità dichiarati dagli operatori nell'ambito del procedimento concorsuale di iscrizione ai registri, previsti dal Quarto e Quinto Conto Energia. Il Giudice Amministrativo, peraltro, con ulteriori pronunce nel corso del 2016, ha perseverato nella linea interpretativa già assunta, ritenendo che la dichiarazione relativa alla sussistenza di un requisito di priorità in sede di iscrizione al registro, riscontrata come non corrispondente al vero in fase di ammissione agli incentivi, sia tale da alterare gli esiti della procedura e meritevole del provvedimento decadenziale dalla graduatoria. In particolare, una problematica di grande rilievo, venuta in evidenza nel corso del 2014, che ha comportato l'instaurarsi di numerosi giudizi ancora nel 2016, ha riguardato la 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 un criterio di priorità nella formazione della graduatoria 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 a 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. Nel corso del 2016 sono intervenute ulteriori sentenze di merito di primo grado sulla questione, che hanno confermato la legittimità dei provvedimenti adottati dal GSE.

In tale sede, inoltre, è stata incidentalmente acclarata dal Giudice Amministrativo la specialità dei provvedimenti decadenziali del GSE rispetto all'ordinario strumento dell'autotutela amministrativa: vista, infatti, l'introduzione ad agosto 2015, da parte della riforma c.d. "Madià", 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 ritenendole tardive. I Giudici del TAR hanno invece ritenuto che i procedimenti di verifica del GSE e i conseguenti provvedimenti siano oggetto di una disciplina speciale, commisurata alla peculiarità del sistema di incentivazione, alla quale pertanto non si può applicare il suddetto limite.

Con specifico riferimento ai contenziosi riguardanti il completamento degli impianti entro i termini imperativi previsti a cavallo del passaggio da un Conto Energia al successivo (prima fra tutte, la previsione di cui alla Legge 129/10, c.d. Salva Alcoa) si segnala che di recente, con sentenza della fine del 2016, il Consiglio di Stato ha ritenuto che non possa ritenersi concluso un impianto in mancanza del completamento di tutti i componenti previsti da progetto, di talché il soggetto responsabile deve garantire alla data dichiarata di fine lavori non solo la presenza fisica di un impianto, ma anche il suo potenziale pieno apporto di energia alla rete, con il completamento di tutte le opere di connessione. Prosegue, inoltre, in appello, dopo l'esito favorevole per il GSE nel giudizio di merito di primo grado, il contenzioso relativo alla legittimità o meno dell'utilizzo dei c.d. "pannelli

sandwich” previsti specificamente come ausilio dei pannelli destinati alle facciate degli edifici e, invece, posizionati quali tettoie da parte degli operatori, al fine di ottenere il riconoscimento delle tariffe incentivanti per gli impianti fotovoltaici in tal modo prospettati al GSE come “innovativi”.

Passando a contenziosi non derivanti da attività di verifica, si segnala che all’inizio del 2016 sono stati notificati al GSE oltre 150 ricorsi avverso agli addendum alle convenzioni fotovoltaiche, introdotti dal GSE per adeguare tali contratti alle disposizioni di cui all’articolo 26, commi 2 e 3 del D.L. 91/14, convertito con modificazioni dalla Legge 116/14 (c.d. Legge Competitività), recante “Modalità per la rimodulazione delle tariffe incentivanti per l’energia elettrica prodotta da impianti fotovoltaici”. Come per i precedenti numerosissimi ricorsi sulla norma c.d. Spalma-incentivi, gli addendum sono stati impugnati dagli operatori in ragione di presunti profili di lesione dell’affidamento, comportando la rimodulazione nel tempo o (a scelta dei produttori) la riduzione lineare degli incentivi per il fotovoltaico. La tematica è stata, peraltro, discussa nel dicembre 2016 innanzi alla Corte Costituzionale, che ha stabilito la piena costituzionalità della norma Spalma-incentivi, segnando di fatto l’esito favorevole per il GSE dei numerosi contenziosi pendenti innanzi al Giudice Amministrativo e Civile. La Corte ha in particolare stabilito che la norma, pur modificando il regime incentivante in corso d’opera, non è irragionevole né arbitraria, in quanto essa risponde a criteri di equo bilanciamento degli interessi dei produttori con quelli della collettività che sostiene i costi degli incentivi pubblici. Inoltre, tale mutamento poteva essere previsto da un operatore prudente e accorto, in considerazione della costante evoluzione del sistema degli incentivi alle fonti rinnovabili. Peraltro, secondo la Corte, anche la differenziazione del trattamento degli impianti in base alla dimensione non ha caratteri discriminatori e i nuovi criteri di erogazione degli incentivi in acconto parziale e successivo conguaglio non sono tali da penalizzare gli operatori del settore, ai quali anzi garantisce una maggiore certezza e stabilità dei flussi finanziari.

Nel corso del 2016 è, inoltre, pervenuto al GSE oltre un centinaio di ricorsi amministrativi avverso ai provvedimenti con i quali è stata avviata l’attività di recupero delle somme indebitamente percepite in eccesso a titolo di rivalutazione Istat dai soggetti che beneficiano del Primo Conto Energia, in virtù dell’Adunanza Plenaria del Consiglio di Stato del 4 maggio 2012, che ha affermato la portata interpretativa dell’articolo 4, comma 1 del D.M. 6 febbraio 2006, in quanto volto a precisare un significato precettivo già desumibile dal D.M. 28 luglio 2005. In ordine a tale tematica, le prime pronunce del Giudice Amministrativo, giunte a gennaio 2017, stanno confermando la legittimità dei provvedimenti assunti dal GSE.

Si segnala, infine, che stanno aumentando 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 necessariamente conseguente a quella delle Prefetture, gli operatori ritengono talvolta di avviare contenziosi anche contro i provvedimenti adottati dal GSE, che hanno determinato l’annullamento degli incentivi precedentemente concessi. Gli esiti di tali contenziosi sono correlati alla riconosciuta o meno legittimità dei provvedimenti prefettizi presupposti.

IAFR E D.M. 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 a 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/o 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), che viceversa erano stati dichiarati come esistenti in fase di iscrizione ai registri. Riguardo a questi ultimi, il Consiglio di Stato nel 2016 ha confermato in sede di merito l'orientamento favorevole alle determinazioni del GSE, già espresso dal TAR in primo grado. Taluni operatori idroelettrici hanno, inoltre, contestato la minor tariffa concessa dal 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: si è in attesa in molti casi dell'udienza di merito.

Da ultimo si segnala che dal 2016, come previsto dal D.M. 6 luglio 2012, il meccanismo dei Certificati Verdi 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 (c.d. 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.

CERTIFICATI BIANCHI

La materia in cui sono maggiormente aumentati i volumi di contenzioso nel 2016 è senza dubbio quella dei Certificati Bianchi. I ricorsi hanno avuto a oggetto l'aspetto dei calcoli effettuati per la dimostrazione dei risparmi energetici ottenuti a seguito dell'installazione dell'impianto, la cumulabilità dell'incentivo rispetto ad altre forme di erogazioni statali e aspetti procedurali collegati alle modalità di accesso all'incentivazione.

Meritano una segnalazione i ricorsi proposti avverso a provvedimenti del GSE che hanno disapplicato, prima dell'emanazione del D.M. 22 dicembre 2015 che ne ha disposto la revoca, le schede tecniche allegate al precedente Decreto e alle Linee Guida dell'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico, nonché avverso a provve-

dimenti che hanno annullato in autotutela provvedimenti all'epoca conformantisi alle schede revocate, riconoscendo un numero di Titoli di Efficienza Energetica inferiore a quello richiesto, sulla base di una diversa quantificazione del fabbisogno termico. Anticipando i considerati posti alla base del nuovo decreto, il TAR, già in sede cautelare, ha affermato che il diverso calcolo del risparmio energetico svolto dal GSE e la conseguente diversa quantificazione dei TEE apparivano motivati con argomenti derivanti da dati desunti dalla legittima attività di controllo e verifica della documentazione, nonché dall'applicazione di parametri coerenti con la finalità dei benefici. Si attendono gli esiti del giudizio di merito di primo grado e quelli dell'appello cautelare, ma come detto le posizioni difensive del GSE sono state confermate dal citato decreto. Sono stati, inoltre, numerosi i contenziosi in tema di mancato riconoscimento di Certificati Bianchi a seguito della presentazione delle Richiesta di Verifica e Certificazione dei risparmi annuali (RVC): pur in presenza di Proposte di Progetto e Programmi di Misura (PPPM) a suo tempo approvati, il GSE ha infatti ritenuto in moltissimi casi di riesaminare le iniziative per le quali veniva richiesta l'emissione di Certificati Bianchi. Da tale analisi, è emerso sovente che i progetti non comportavano alcuna adizionalità tecnica rispetto alla normale evoluzione di mercato o garantivano all'operatore un rientro economico dell'investimento quasi immediato, a prescindere dalla necessità di qualsivoglia incentivo. Conseguentemente, in tali casi, il GSE ha ritenuto di negare ulteriori Certificati Bianchi a fronte della RVC e/o revocare/annullare i Certificati Bianchi in precedenza concessi, fino ad arrivare talvolta all'annullamento della stessa PPPM a suo tempo approvata.

Da ultimo si segnala che sussistono ancora taluni contenziosi che vertono sul tema della formazione del silenzio-assenso del GSE sulle PPPM presentate dagli operatori. In tale materia, pur accertando in alcuni casi la formazione del silenzio-assenso, il TAR ha sempre ritenuto possibile per il GSE procedere a ulteriori valutazioni e alla conseguente emissione di provvedimenti in autotutela, in annullamento dell'assenso tacito.

CONTO TERMICO

I volumi di contenzioso relativo al Conto Termico si mantengono contenuti anche nel corso del 2016: 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.

CIP6/92 E SERVIZI AUSILIARI

Sulla base della regolamentazione di settore (da ultimo, la Delibera 597/2015/E/com dell'11 dicembre 2015) il GSE svolge attività di verifica in avalimento per l'AEEGSI, in particolare sugli impianti incentivati mediante il CIP6/92. Pur operando, quindi, un'attività di supporto tecnico e non provvedimento in senso stretto, nel corso del 2016 il GSE è stato chiamato in causa in vari giudizi di impugnazione dei provvedimenti con cui AEEGSI, a fronte della relazione dei tecnici del GSE, ha disposto decadenze e/o obblighi di restituzione parziale degli incentivi percepiti dagli operatori.

Sempre con riguardo alle convenzioni CIP6/92, sono ancora pendenti alcuni contenziosi insorti: da un lato, per la verificata decadenza di alcuni operatori, rinunciatari ab origine ai sensi dell'articolo 15 del D.Lgs. 79/99, come modificato dai commi 74 e 75 dell'articolo 1 della Legge 239/04; dall'altro, a seguito di taluni provvedimenti del

GSE, di annullamento del riconoscimento concesso a suo tempo, ovvero di diniego del riconoscimento richiesto ex novo, dai produttori, dell'estensione del periodo incentivato a seguito di mancata produzione per cause di forza maggiore non accertate come tali. Tali ricorsi sono stati definiti in primo grado in senso favorevole al GSE, ma per essi si attende ancora l'esito dell'appello.

TARIFFA ONNICOMPENSIVA E SERVIZI AUSILIARI

È di gennaio 2016 la pronuncia del Consiglio di Stato che ha accolto l'appello del GSE contro una sentenza del TAR Lombardia del 2014 secondo la quale la Tariffa Onnicomprensiva (TO) avrebbe dovuto essere riconosciuta all'energia immessa in rete a prescindere dal fatto che quell'energia corrisponda alla produzione netta dell'impianto o a quella lorda (quando i servizi ausiliari dell'impianto sono alimentati da un punto diverso da quello di immissione come nel caso in questione).

La sentenza del Consiglio di Stato conferma che l'energia elettrica incentivata con la Tariffa Onnicomprensiva deve essere quella netta immessa in rete e che non è possibile affermare che viene incentivata con TO una quota di energia maggiore di quella che viene incentivata con CV.

COGENERAZIONE

A norma dell'articolo 4 della Delibera 42/02 dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas, i titolari di centrali che intendevano avvalersi dei benefici previsti per gli impianti di cogenerazione erano tenuti a 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'articolo 2, comma 8 del D.Lgs. 79/99, ovvero sia che rispettava i requisiti stabiliti dalla Delibera AEEG 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 Cogenerazione ad Alto Rendimento. Pertanto, il GSE si è visto costretto a dichiarare improcedibili le richieste presentate ai sensi della Delibera 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 ai 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 favorevoli per il GSE.

RECUPERO CREDITI

L'attività, espletata in sede civilistica, di recupero dei crediti aventi per oggetto gli incentivi indebitamente percepiti dagli operatori è andata, nel corso del 2015 e del 2016, via via aumentando in ragione dell'intensificarsi delle verifiche sugli impianti: prescindendo dal recupero operato, in via non contenziosa, mediante compensazione su somme da riconoscere, il GSE, nell'anno appena trascorso, ha pressoché triplicato il numero delle attività di recupero del credito, passando dai 24 casi dell'anno 2015 ai circa 90 del 2016.

COMUNICAZIONE

“ Le attività di comunicazione esterna nel 2016 sono state potenziate con l'obiettivo di rafforzare il dialogo con gli utenti del GSE. In quest'ottica il sito web e i canali social hanno giocato un ruolo fondamentale. L'efficacia del profilo Twitter @GseRinnovabili come strumento di social caring è stata riconfermata con oltre 1.500 ticket risolti e un tasso di risposta del 93%. A fine anno il canale ha superato i 10.000 follower, grazie anche alla maggiore diffusione di contenuti istituzionali, rivelando così una doppia anima: strumento di assistenza da un lato, canale di informazione sui temi della sostenibilità energetica dall'altro. ”



Paolo Angelini e Sabina Delle Rose

A blurred background image showing a group of people in a modern, brightly lit office or public space. The people are out of focus, creating a sense of movement and activity. The lighting is bright, and the overall atmosphere is professional and dynamic.

INFORMAZIONE
E SUPPORTO
AGLI UTENTI

10

INFORMAZIONE E SUPPORTO AGLI UTENTI

Più di

620.000**contatti**GESTITI DAL CONTACT
CENTER NEL CORSO
DEL 2016

Oltre

10.000**follower**REGISTRATI A FINE 2016
DALL'ACCOUNT TWITTER
@GSERINNOVABILI**26****incontri**CON LE ASSOCIAZIONI
DI CATEGORIA
ORGANIZZATI
NEL 2016

10.1 LE ATTIVITÀ DI INFORMAZIONE

Nel corso del 2016 il GSE ha rafforzato il suo ruolo in tema di informazione e formazione già previsto dal D.Lgs. 28/11. L'operazione "Trasparenza", avviata nell'anno precedente con l'obiettivo di rispondere pienamente ai requisiti di accesso alle informazioni e agli incentivi erogati dal GSE, e in linea con il Codice dell'Amministrazione Digitale, è stata ulteriormente implementata.

In quest'ottica, sul sito istituzionale della Società è stata incrementata la sezione "Open data", in cui è possibile consultare importi e beneficiari dei meccanismi di incentivazione gestiti dal GSE, e migliorata la sezione "Società trasparente", specificando modalità e tempistiche di erogazione dei meccanismi di sostegno.

Per svolgere al meglio le attività di informazione, il GSE ha messo in campo diversi strumenti, tra questi il Contact Center, le attività di ufficio stampa, il sito web e i canali social istituzionali, la partecipazione a convegni e fiere, le lezioni di approfondimento presso scuole e università, le pubblicazioni informative.

L'organizzazione di oltre 20 eventi nel 2016 (conferenze stampa, dibattiti, incontri con delegazioni estere e seminari tecnici) ha avuto l'obiettivo di promuovere confronti e approfondimenti sugli argomenti d'interesse aziendale e di consolidare i rapporti con gli interlocutori.

Nel corso dell'anno, il GSE ha potenziato la divulgazione delle opportunità legate al Conto Termico, partecipando a più di 60 eventi su tutto il territorio italiano, in collaborazione con le amministrazioni locali e con le associazioni di settore.

Per quanto concerne le pubblicazioni, il GSE cura un ampio ventaglio di documenti tra i quali l'annuale rapporto delle attività, il bollettino semestrale relativo all'incentivazione delle fonti rinnovabili, il rapporto sul fotovoltaico e quello sulle aste CO₂, i periodici rapporti sui dati statistici, il Bilancio di Sostenibilità, il bilancio d'esercizio e tutta la serie di guide, rapporti e studi sviluppati in ottemperanza alle previsioni normative, disponibili nella sezione "Pubblicazioni" del sito del GSE.

Sono proseguite anche le attività di comunicazione digitale del GSE, con l'obiettivo di potenziare il livello di soddisfazione degli utenti/clienti che interagiscono con il sito web, al fine di migliorare la qualità dei servizi online e l'interazione tra l'Azienda e il pubblico di riferimento.

L'interazione con clienti, cittadini, media e istituzioni è stata potenziata anche attraverso i canali GSE, attivati dal 2012, sui principali social media. Nello specifico, è stata rafforzata la comunicazione corporate attraverso l'account Twitter @GSErinnovabili che, a fine 2016, ha registrato più di 10.000 follower. 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. Nel 2016 il servizio di social customer care su Twitter ha ricevuto numerosi feedback positivi sull'efficacia e la velocità delle risposte erogate. 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).

10.2 TRASPARENZA

Nel corso del 2016, il GSE ha attivato numerose iniziative 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. In particolare, 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, unitamente alla riprogettazione della sezione web "Società Trasparente" sul sito istituzionale.

Inoltre, il GSE ha elaborato un progetto di formazione online, rivolto a tutto il personale del Gruppo in tema di trasparenza e anticorruzione, con l'obiettivo di rendere questi temi parte di una cultura condivisa da tutti i suoi dipendenti, per favorire lo sviluppo di un approccio al lavoro guidato dalla trasparenza.

Nel rispetto dell'osservanza delle norme di comportamento raccolte nel Codice Etico, la Società si appresta a realizzare un percorso di cambiamento basato su una serie di prerogative quali competenze, valori etici e sociali condivisi, relazioni umane, reputazione e trasparenza, condotta efficace per prevenire comportamenti irresponsabili o illeciti da parte di chi opera in nome e per conto del GSE.

10.3 IL CONTACT CENTER DEL GSE

Il GSE fornisce quotidianamente informazioni sulle modalità di accesso agli incentivi e alle convenzioni commerciali che le regolano, e supporta, su richiesta, gli operatori in tutte le fasi di accesso ai vari servizi. La finalità del Contact Center è quella di assicurare una comunicazione trasparente, tempestiva ed efficace agli utenti a fronte delle richieste pervenute sui diversi canali (telefono, mail, Twitter, ecc.). Il servizio al pubblico è attivo dal lunedì al venerdì, dalle 9.00 alle 18.00. Le attività principali sono:

- individuare la tematica di riferimento e provvedere alla registrazione delle richieste di assistenza e/o informazione;
- fornire all'utente opportuno 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/mail verso gli operatori, in base a esigenze provenienti dalle 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, ed è comprensivo delle risorse specializzate e delle infrastrutture hardware e software necessarie. Il GSE definisce e fornisce tutti i contenuti tecnici per l'aggiornamento costante degli strumenti di gestione del servizio e ne controlla la corretta applicazione e i livelli di servizio. Il Contact Center opera su tutti i canali e con diversi livelli di attività: servizi di supporto telefonico e mail, accoglienza in sede e presso eventi/fiere o manifestazioni di settore, lavorazioni in back office specialistico, utilizzando l'infrastruttura tecnologica del fornitore (CRM, IVR, ecc.), servizi di comunicazione (outbound) attivati in base a specifiche necessità operative e sviluppati con ottica proattiva e di supporto all'utenza.

I principali contatti in termini di volumi si confermano, come nel 2015, le richieste di informazioni (telefono e mail) su convenzioni commerciali in essere e chiarimenti su pagamenti e fatture. Si evidenziano, nel corso del 2016, i seguenti eventi specifici:

- gestione dei quesiti afferenti a nuovi servizi e norme (SEU, Conto Termico 2.0, registri e aste per il D.M. 23 giugno 2016, ecc.);
- sviluppo di campagne di comunicazione (telefono e mail).

Il numero di contatti totali nel 2016 è stato di 873.389, di cui 624.793 sono risultati effettivamente gestibili e lavorabili. Quest'ultimo dato è in leggera flessione, del 5% rispetto al 2015.

TABELLA 1 ANDAMENTO DEI VOLUMI PER CANALE

	2016	Media mensile anno 2016	Media giornaliera anno 2016
Telefono	367.594	30.633	1.459
Email/Fax	133.523	11.127	530
Prioritario ⁽¹⁾	6.101	508	24
Back office livello superiore ⁽²⁾	14.050	1.171	56
Canali derivati ⁽³⁾	72.402	6.034	287
Outbound telefonico/mail	25.132	2.094	100
Call back telefonico	5.991	499	24
Totale lavorazioni gestibili	624.793	52.066	2.479
Totale contatti	873.389		

(1) Fiere, Accoglienza, Twitter, Convenzioni, Gestori di Rete.

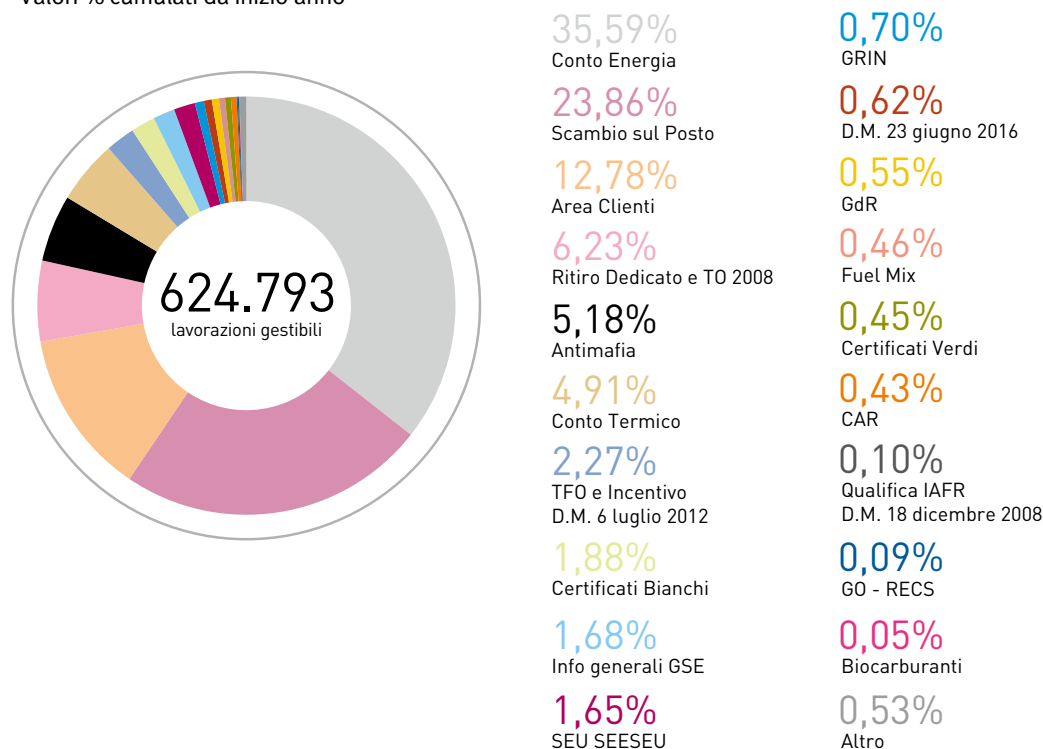
(2) Servizi di competenza specialistica/applicativi.

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

Di seguito sono riportati i servizi del GSE che nel 2016 hanno rappresentato le principali tematiche per le quali l'utente si è rivolto al Contact Center. Rispetto al totale delle lavorazioni gestibili, si evidenzia il Conto Energia fotovoltaico che, nell'ambito delle richieste afferenti ai pagamenti e alle fatture, catalizza la massima attenzione assieme al servizio di Scambio sul Posto.

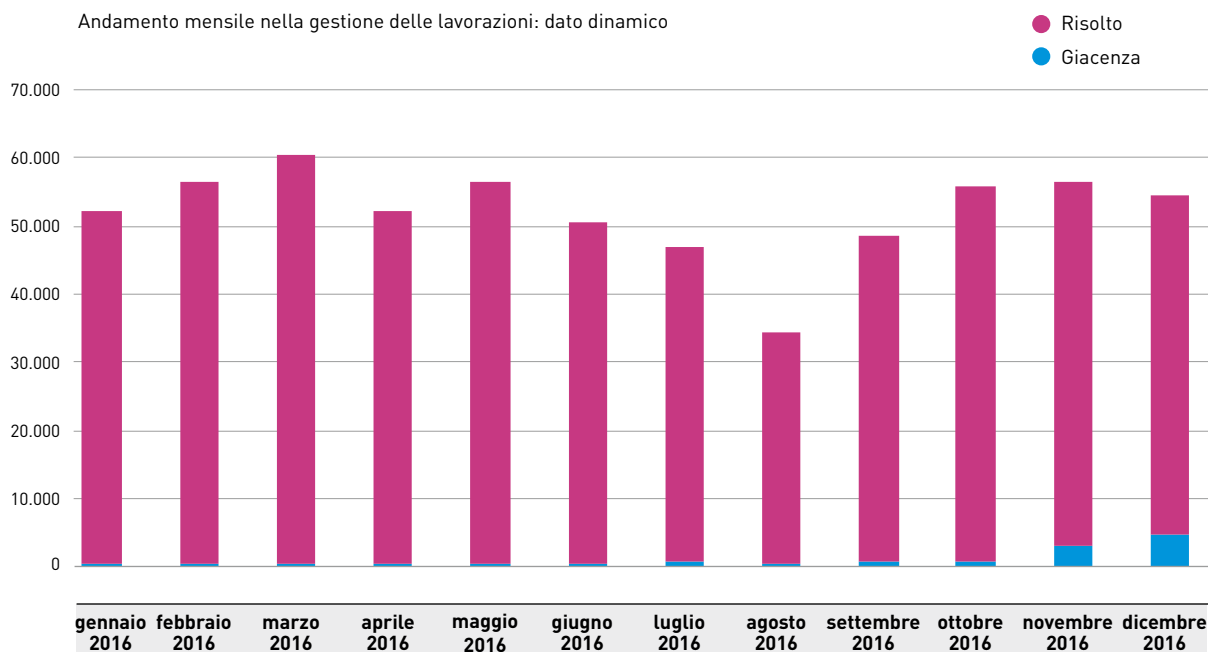
FIGURA 1 I PRINCIPALI SERVIZI RICHIESTI AL CONTACT CENTER

Valori % cumulati da inizio anno



Nel grafico sottostante viene mostrato l'andamento mensile nella gestione dei quesiti e viene evidenziato che la maggior parte dei quesiti lavorabili posti al GSE è stata risolta o si è proceduto ad attivare un processo di lavorazione.

FIGURA 2 ANDAMENTO MENSILE NELLA GESTIONE DELLE LAVORAZIONI



Il processo di escalation del Contact Center verso le strutture competenti, definiti Poli del GSE, riguarda al netto delle notifiche circa il 5% delle richieste totali e afferisce tipicamente a chiarimenti sugli effetti derivanti dall'introduzione di nuove normative di settore e a quesiti specifici o di rilevante complessità.

Il patrimonio della conoscenza sui servizi erogati dal Contact Center (knowledge database del servizio) è continuamente aggiornato e revisionato, in funzione delle esigenze esterne e nell'ottica di garantire processi in linea con le costanti evoluzioni legate alla normativa di settore e alle attività del GSE.

I risultati raggiunti sulla base dei livelli del servizio telefonico e degli altri indicatori di gestione per canali asincroni sono i seguenti.

TABELLA 2 PRINCIPALI INDICATORI 2016

Accessibilità del servizio (disponibilità delle linee telefoniche)	98,9%
Tempo di attesa per la risposta dell'operatore (incluso IVR)	3.36 minuti
Risposta dell'operatore sul totale delle chiamate (livello del servizio)	90,3%
Durata media della conversazione telefonica	5.38 minuti

10.4 GLI INCONTRI CON GLI OPERATORI E LE ASSOCIAZIONI DI CATEGORIA

Il GSE ha da tempo instaurato un dialogo tecnico e di confronto con le associazioni di categoria attive nelle filiere delle fonti energetiche rinnovabili, dell'efficienza energetica e più in generale della sostenibilità ambientale.

Nel corso del 2016 il GSE ha sviluppato nuove azioni e strumenti, volti a recepire le richieste di approfondimento settoriali provenienti dal sistema associativo e a favorire la diffusione di tematiche di interesse sistemico, emerse a seguito di incontri istituzionali od operativi. Inoltre, nell'ambito della diffusione delle regole applicative di competenza GSE, si sono avviati processi di consultazione con i principali stakeholder, finalizzati all'individuazione dei potenziali impatti derivanti dall'applicazione delle stesse. Nel 2016 il GSE ha svolto 26 incontri con le associazioni di categoria interessate ad approfondire o condividere tematiche di interesse congiunto. Gli incontri con il sistema associativo nazionale hanno permesso di avviare importanti momenti di confronto su tematiche energetiche di competenza GSE, con particolare riguardo agli aspetti tecnici, operativi e regolatori. Tra le principali tematiche oggetto degli incontri si segnalano quelle relative al comparto efficienza energetica, tra cui l'avvio del Conto Termico 2.0 e il meccanismo dei Certificati Bianchi, oltre a quelle relative alla definizione delle regole applicative, di cui al D.M. 23 giugno 2016, in materia di incentivazione alla produzione elettrica da fonti rinnovabili diverse dal fotovoltaico.

Inoltre, il GSE, in un'ottica di ampia trasparenza e accessibilità e nel pieno interesse sistemico, ha inaugurato una nuova sezione del proprio sito web, dedicata a dare visibilità alle attività svolte a seguito degli incontri con le associazioni di categoria. Nella sezione sono disponibili i verbali degli incontri svolti con le associazioni, gli eventuali impegni assunti dal GSE, oltre agli approfondimenti di interesse generale emersi dal confronto con il sistema associativo nazionale.

10.5 LO SVILUPPO DEI SISTEMI INFORMATIVI

Nel corso del 2016, coerentemente con le indicazioni strategiche aziendali orientate all'incremento dell'efficacia del GSE e al miglioramento della qualità e della tempestività dei servizi offerti agli operatori, le attività sui sistemi informativi sono state concentrate su interventi finalizzati sia a innalzare la qualità, la sicurezza e le performance dei servizi informatici erogati, sia a ottenere una maggiore efficienza ed efficacia nella gestione dell'infrastruttura ICT e delle applicazioni.

A tal proposito si è adottato il COBIT (Control Objectives for Information and Related Technology) come framework da applicare per le attività di governo e gestione dei sistemi informativi, in quanto fornisce principi, pratiche e modelli che consentono di incrementare il valore fornito all'azienda. Il framework COBIT, sviluppato e perfezionato negli ultimi 20 anni, è riconosciuto come riferimento a livello internazionale. L'ultima versione integra i principali standard e le best practice sulle tematiche di IT governance, di gestione della sicurezza e dei rischi, e consente pertanto di avere una visione completa della governance e della gestione dei sistemi informativi.

10.5.1 GESTIONE SISTEMI

GESTIONE DELL'INFRASTRUTTURA ICT E DELLE APPLICAZIONI

Nell'ambito della gestione delle infrastrutture ICT, è stato attivato un nuovo gruppo, denominato IT Operations Control Center (IT-OCC), che operando proattivamente è in grado di intercettare gli eventi critici che potrebbero causare un degrado di performance o un'interruzione nell'erogazione dei servizi informatici e intervenire prima che si crei un disservizio all'utenza.

L'IT-OCC si configura come una vera e propria sala controllo della infrastruttura ICT che, in accordo con quanto previsto dalle principali best practice e standard di gestione dei sistemi informativi, è in grado di monitorare costantemente sia lo stato dei servizi ICT sia il funzionamento dei singoli componenti tecnologici che supportano l'erogazione dei servizi stessi.

Per rendere operativo l'IT-OCC, sono state seguite tre direttrici principali:

- processi: sono state definite le attività del gruppo necessarie a garantire una gestione proattiva di potenziali problemi e la gestione tempestiva degli eventi di interruzione del servizio;
- organizzazione: è stato individuato un team di persone dedicato allo svolgimento delle attività dell'IT-OCC, con presidio costante dalle 6:30 alle 20:00, 7 giorni su 7;
- strumenti: è stata attivata una nuova piattaforma di monitoraggio del funzionamento delle applicazioni (APM – Application Performance Management), utilizzata dall'IT-OCC, attraverso un videowall, che consente la visualizzazione simultanea di più console di monitoraggio.

In particolare, la nuova piattaforma di APM consente di abilitare una modalità di gestione più in linea con l'esperienza utente dei servizi ICT, attraverso il monitoraggio in tempo reale delle transazioni effettive di ciascuna applicazione (ovvero le operazioni eseguite dall'utenza sulle applicazioni del GSE) e l'elaborazione di indicatori di sintesi sui tempi di risposta delle pagine dei portali applicativi e sulla disponibilità delle stesse.

A fronte degli eventi segnalati dall'APM, l'IT-OCC procede a un'analisi approfondita della potenziale anomalia, e attiva, in maniera mirata e documentata, i gruppi di tecnici specialisti per la risoluzione delle anomalie rilevate.

L'IT-OCC, secondo un percorso di miglioramento continuo e di messa a punto nel tempo, consente al GSE di ottenere i seguenti benefici:

- maggiore disponibilità e qualità dei servizi ICT erogati;
- monitoraggio costante della qualità dei servizi ICT percepita dagli utenti;
- tempestività nella gestione eventi e conseguente riduzione dei tempi di risoluzione;
- migliore efficacia ed efficienza nella gestione delle infrastrutture ICT e delle applicazioni sotto monitoraggio, che complessivamente comportano maggiore qualità dei servizi ICT e conseguentemente migliori servizi offerti dal GSE all'utenza finale.

GESTIONE IT VENDOR MANAGEMENT

Nell'ambito delle attività orientate al miglioramento della governance IT, è stato definito un sistema di IT Vendor Management (ITVM) per tutte le forniture strategiche della direzione, al fine di:

- migliorare il presidio delle forniture IT, incrementando l'efficacia nelle valutazioni e favorendo la trasparenza dei rapporti tra il GSE e i fornitori strategici;
- migliorare le attività di sourcing e ottimizzare il portafoglio delle forniture;

- rivisitare i capitolati di gara, in funzione delle aree di miglioramento identificate in sede di valutazione;
- aumentare la qualità dei servizi acquistati.

Il modello di IT Vendor Management sviluppato e testato su un campione di forniture valorizza le specificità di gestione del GSE, prendendo spunto dalle best practice internazionali in tema di rilevazione della qualità delle forniture.

Nel corso del 2017 verranno effettuate 2 campagne (semestrali) di rilevazione della qualità delle forniture strategiche, registrate nel periodo di riferimento, che coinvolgerà sia il personale GSE, per la valutazione degli elementi di qualità rilevanti (criteri di valutazione condivisi), sia i referenti dei fornitori, per l'individuazione delle aree di miglioramento interne.

GESTIONE DELLA CONTINUITÀ OPERATIVA DEL GRUPPO GSE

Al fine di supportare le attività finalizzate a garantire la continuità operativa del gruppo GSE, si stanno integrando i flussi di comunicazione da attivare in caso di evento disastroso, per la rilocalizzazione del personale presso il sito di Disaster Recovery (DR) delle postazioni di lavoro.

Contestualmente si stanno revisionando le procedure operative e i relativi call tree, necessari per la gestione del DR, identificando oltre all'attività anche i nuovi riferimenti interni ed esterni da coinvolgere per il ripristino della normale operatività.

La documentazione sarà oggetto di valutazione ed eventuale revisione, nel corso dei test di DR previsti nel 2017.

10.5.2 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 del GSE rispettino determinati standard di qualità, sono state adottate da qualche anno prassi di sviluppo e di monitoraggio in linea con gli standard più diffusi 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, al fine di garantire il "continuous improvement".

Il controllo di qualità del software operato dal GSE prevede:

- la definizione e il monitoraggio di Key Performance Indicator (KPI) del software realizzato;
- la definizione e il monitoraggio di livelli di servizio sulle attività di manutenzione del parco applicativo (Application Maintenance Service);
- la definizione e il monitoraggio di livelli di servizio sui contratti stipulati dal GSE 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 "controllo del costo di realizzazione del software";
- l'acquisizione di strumenti a supporto del monitoraggio continuo della qualità del software realizzato.

DEFINIZIONE E MONITORAGGIO DI KEY PERFORMANCE INDICATOR (KPI) DEL SOFTWARE REALIZZATO

È difficile controllare la qualità del software se non si misurano determinate caratteristiche dello stesso. A tal fine in GSE si è definito un modello di qualità, indicando una serie di parametri da misurare e da tenere sotto controllo al fine di realizzare “software di qualità”. Il modello definito ha ereditato molte caratteristiche dallo standard ISO 25010 e ne ha definito alcune proprie del GSE.

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

DEFINIZIONE E MONITORAGGIO DI LIVELLI DI SERVIZIO SULLE ATTIVITÀ DI MANUTENZIONE DEL PARCO APPLICATIVO (APPLICATION MAINTENANCE SERVICE)

Nell’ambito del servizio di AMS sono stati definiti vari indicatori di performance e dei livelli di servizio contrattuali, al fine di misurare lo stato qualitativo del servizio e di attivare eventuali azioni migliorative per far rientrare le performance all’interno dei target di riferimento.

DEFINIZIONE E MONITORAGGIO DEI LIVELLI DI SERVIZIO SUI CONTRATTI STIPULATI DAL GSE 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 per esempio:

- rispetto delle scadenze per la fornitura dei documenti previsti contrattualmente (piano della qualità, predisposizione ambienti, attività di subentro, ecc.);
- adeguatezza delle risorse impiegate nella fornitura;
- 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 (la qualità non è insita solo nel prodotto che si realizza ma 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 “CONTROLLO DEL COSTO DI REALIZZAZIONE DEL SOFTWARE”

La qualità di un prodotto software è caratterizzata da tutti i processi produttivi che lo compongono. Uno degli aspetti fondamentali di controllo è anche quello legato al costo relativo allo sviluppo software, specie quando le attività di realizzazione sono esternalizzate. 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, per le metodologie di misurazione del software più diffuse a livello nazionale e interna-

zionale (il GSE è membro GUFPI-ISMA e IFPUG, associazioni internazionali per il dimensionamento funzionale del software). A tal proposito, è stata introdotta nel tempo la metodologia di calcolo degli FP (Function Point), metodo di misura oggettivo per il dimensionamento del software.

ACQUISIZIONE DI STRUMENTI A SUPPORTO DEL MONITORAGGIO CONTINUO

Al fine di garantire che tutta la catena produttiva, in termini di risorse, persone, strumenti, accresca sempre più la qualità dei processi, è necessario “misurarla” continuamente. A tal fine, il GSE si è dotato di varie piattaforme utili allo scopo.

CONTROLLO “SOFTWARE”

Per misurare la qualità intrinseca del software realizzato internamente ed esternamente, 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 a uso del management a quelle più dettagliate utili ai fornitori di software per migliorare quanto realizzato. Grazie sia alle metodologie definite in GSE sia agli strumenti utilizzati negli ultimi mesi del 2016, si è realizzato un processo di miglioramento per quattro sistemi, tra quelli più importanti a supporto del business del GSE, che ha portato a notevoli miglioramenti della qualità.

10.5.3 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 erogati dal GSE. Ogni informazione trattata è pertanto un bene da tutelare, mediante politiche e azioni di gestione mirate, nel rispetto dei requisiti normativi applicabili e della tutela dei valori e dell'immagine aziendale.

Analogamente alle informazioni, occorre tutelare anche le risorse informatiche a esse correlate, 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, siano esse di natura organizzativa o 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 alla sicurezza informatica, perseguendo un approccio strutturato e incentrato sul concetto di rischio e, più in generale, facendo ricorso a strumenti metodologici quali standard (ISO 27001), buone pratiche (Framework Nazionale per la Cyber Security) e norme (Codice Amministrazione Digitale, Regolamento generale sulla protezione dei dati) di riferimento nazionale e internazionale, in coerenza con le indicazioni fornite dall'Agenzia per l'Italia Digitale (AgID).

In base ai suddetti principi, il GSE ha definito 5 macro-direttrici basilari, rispetto alle quali indirizzare la propria azione:

- sviluppo pervasivo di una “cultura della sicurezza informatica”, tramite periodiche campagne informative e/o di verifica delle competenze del personale dipendente, al fine di rendere maggiormente efficace ed efficiente l’attuazione delle misure di sicurezza;
- centralizzazione delle attività di sviluppo/progettazione delle piattaforme/architetture tecnologiche di sicurezza, al fine di massimizzarne l’integrazione e quindi l’efficacia;
- revisione, omogeneizzazione e definizione delle policy 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) e composto da figure professionali, al fine di indirizzare proattivamente le attività di salvaguardia del patrimonio informativo aziendale, nonché di gestire, analizzare e documentare gli incidenti e/o le anomalie di sicurezza aziendale. Il SOC peraltro esegue periodicamente (direttamente o avvalendosi di servizi qualificati in outsourcing), 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 da porre in essere;
- definizione e attuazione di un criterio di valutazione di sicurezza, basato su opportune metriche (KPI, GPI), relative al livello di attuazione/maturità dei modelli normativi di riferimento (con una particolare attenzione rispetto al Framework Nazionale per la Cyber Security), nonché al rischio inerente a eventuali gap tecnici e organizzativi individuati.

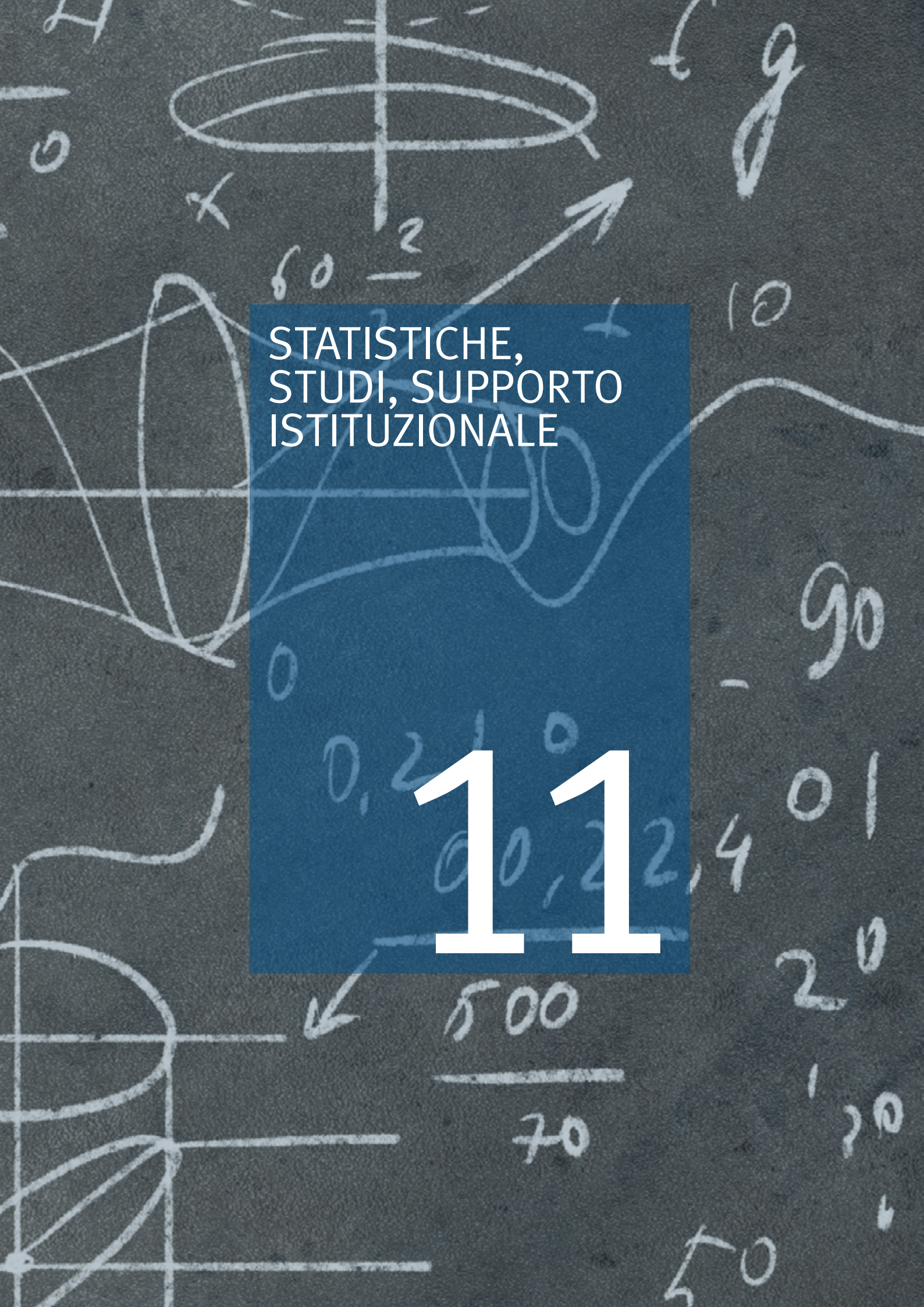
In relazione agli ambiti indicati, è stata programmata e avviata una serie di attività progettuali, per consentirne la progressiva attuazione e/o consolidamento con l’obiettivo di conseguire specifiche certificazioni di settore, che attestino il livello di qualità dei presidi di sicurezza (tecnici e organizzativi) posti in essere.

MONITORAGGIO

“ Già nel 2014 l'Italia ha superato l'obiettivo europeo al 2020 sulle rinnovabili, confermandosi anche nel 2015 e 2016. Hanno contribuito a questo risultato le politiche di promozione delle rinnovabili, il miglioramento della conoscenza statistica sul settore termico, il calo e poi la stagnazione dei consumi. Nel percorso verso il 2020 è fondamentale continuare a monitorare i risultati in termini sia statistici sia di efficacia ed efficienza delle politiche adottate, valutazione delle ricadute economiche, occupazionali, ambientali. Tutti ambiti su cui il GSE è chiamato a svolgere un ruolo importante. A partire da questo monitoraggio si possono costruire anche gli scenari e le strategie per il 2030. ”



Luca Miraglia e Morena Ruscio



STATISTICHE,
STUDI, SUPPORTO
ISTITUZIONALE

11

STATISTICHE, STUDI, SUPPORTO ISTITUZIONALE

17,6%

STIMA DELLA QUOTA DEI
CONSUMI FINALI LORDI
DI ENERGIA COPERTA DA
FONTI RINNOVABILI NEL
2016

10

RAPPORTI PUBBLICATI
NEL 2016: STUDI,
STATISTICHE, SCENARI

10

PROGETTI E TAVOLI
INTERNAZIONALI
A CUI IL GSE HA
PARTECIPATO NEL
CORSO DEL 2016

11.1 STATISTICHE ENERGETICHE E MONITORAGGIO DEI TARGET SULLE FONTI RINNOVABILI

Il GSE svolge da anni un ruolo di primo piano nel campo delle rilevazioni e delle analisi statistiche sul sistema energetico italiano, con particolare riferimento al tema degli impieghi delle fonti rinnovabili. L'attività di produzione statistica della Società, in particolare, persegue due obiettivi principali:

- un obiettivo strettamente statistico-conoscitivo, legato all'esigenza di fornire al pubblico dati ufficiali, completi e aggiornati in tema di sviluppo e diffusione delle FER (impianti, produzioni, ecc.) sul territorio nazionale;
- un obiettivo di controllo e verifica, previsto da specifici mandati normativi e legato all'attività di monitoraggio del grado di raggiungimento degli obiettivi (target) nazionali e regionali di impiego delle fonti rinnovabili, fissati rispettivamente dalla Direttiva 2009/28/CE, dal Piano di Azione Nazionale per le fonti rinnovabili (PAN) e dal D.M. MiSE 15 marzo 2012 (c.d. Decreto Burden Sharing).

Il GSE fa parte del Sistema Statistico Nazionale dal 2009 per "il contributo che può fornire ai fini del completamento e del miglioramento della qualità dell'informazione statistica ufficiale" e contribuisce al Programma Statistico Nazionale (PSN) con i seguenti lavori:

- rilevazione del calore derivato rinnovabile e dell'energia termica prodotta da pompe di calore, collettori solari termici e risorsa geotermica;
- elaborazione e monitoraggio statistico degli obiettivi di consumo di fonti rinnovabili;
- rilevazione del consumo di biocarburanti;
- rilevazione, in compartecipazione con Terna, della produzione e del consumo di energia elettrica in Italia.

I risultati delle rilevazioni GSE sono diffusi nella sezione "Statistiche" del sito istituzionale della società; da questa sezione si accede inoltre al portale "SIMERI", dedicato al monitoraggio degli obiettivi fissati per l'Italia dalla Direttiva 2009/28/CE. Nel corso del 2016 il portale è stato profondamente rinnovato e arricchito di informazioni e dati:

per esempio, è ora possibile scaricare in formato Excel dati statistici ufficiali sugli impieghi delle fonti rinnovabili nel settore termico, elaborati e rilevati dallo stesso GSE, anche a livello regionale.

Sono numerose, infine, le pubblicazioni statistiche curate dal GSE nel 2016; tra le principali si possono citare: “Energia da fonti rinnovabili in Italia - Dati preliminari 2015”, “Energia da fonti rinnovabili nelle regioni e nelle province autonome italiane”, “Solare fotovoltaico - Rapporto statistico 2015”, “Monitoraggio statistico degli obiettivi nazionali e regionali sulle fonti rinnovabili di energia”, “Produzione fotovoltaica in Italia nel 2016 - Analisi preliminari”.

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 ai quasi 700.000 impianti fotovoltaici diffusi sul territorio nazionale. L’utilizzo delle informazioni contenute nei registri amministrativi creati 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 2015 la produzione effettiva di energia elettrica da fonti rinnovabili si è attestata intorno ai 109.000 GWh, registrando una diminuzione di dieci punti percentuali rispetto al 2014. In flessione risulta essere anche la quota del Consumo Interno Lordo nazionale coperto da FER: si passa infatti dal 37,5% del 2014 al 33,2% del 2015. Tali andamenti sono da associare sia alla minore disponibilità della risorsa idrica e alla minore ventosità che hanno caratterizzato il 2015 rispetto al 2014, sia a un incremento del Consumo Interno Lordo.

TABELLA 1 PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA DA FONTI RINNOVABILI IN ITALIA [GWh]

FONTE	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016 ⁽¹⁾
Idraulica	51.117	45.823	41.875	52.773	58.545	45.537	41.003
Eolica	9.126	9.856	13.407	14.897	15.178	14.844	16.699
Solare	1.906	10.796	18.862	21.589	22.306	22.942	22.354
Geotermica	5.376	5.654	5.592	5.659	5.916	6.185	6.207
Bioenergie ⁽²⁾	9.440	10.832	12.487	17.090	18.732	19.396	19.510
Totale FER	76.964	82.961	92.222	112.008	120.679	108.904	105.773
CIL Consumo Interno Lordo	342.933	346.368	340.400	330.043	321.834	327.940	321.270
FER/CIL (%)	22,4%	24,0%	27,1%	33,9%	37,5%	33,2%	32,9%

(1) Dati preliminari.

(2) Bioenergie: biomasse solide (compresa la frazione biodegradabile dei rifiuti), biogas e bioliquidi.

Le stime preliminari elaborate dal GSE sul 2016 indicano una contrazione complessiva della produzione elettrica da rinnovabili di circa 3 TWh rispetto al 2015 (da 109.000 a 106.000 GWh circa, per una variazione pari a -3%).

SETTORE TERMICO

Per quanto riguarda invece il settore termico, i consumi finali di energia da fonti rinnovabili calcolati dal GSE per il 2015 ammontano a poco meno di 10,7 Mtep, corrispondenti a circa 447.000 TJ, in aumento del +7,6% rispetto all'anno precedente. La fonte rinnovabile maggiormente utilizzata nel 2015 è costituita dalle bioenergie (circa 7,8 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 2015 hanno fornito poco meno di 2,6 Mtep di energia rinnovabile. Le stime preliminari relative al 2016 indicano una leggera flessione dei consumi (-2% circa), principalmente per effetto di temperature invernali meno rigide rispetto all'anno precedente e del conseguente minor fabbisogno di calore.

TABELLA 2 ENERGIA TERMICA DA FONTI RINNOVABILI IN ITALIA [Mtep] ⁽¹⁾

FONTE	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016 ⁽²⁾
Solare	0,1	0,1	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⁾	7,7	5,6	7,5	7,8	7,0	7,8	7,5
Pompe di calore	2,1	2,3	2,4	2,5	2,6	2,6	2,6
TOTALE FER	10,0	8,1	10,2	10,6	9,9	10,7	10,4

(1) 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.

(2) Dati preliminari.

(3) Bioenergie: biomasse solide (compresa la frazione biodegradabile dei rifiuti), biogas e bioliquidi.

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 rilevare per il 2015 – applicando le convenzioni di calcolo fissate dalla Direttiva 2009/28/CE – un consumo di oltre 1,3 milioni di tonnellate di biocarburanti; il relativo contenuto energetico ammonta a poco meno di 49.000 TJ (1,16 Mtep), in aumento del +10% circa rispetto al 2014. In entrambi gli anni la quota principale è costituita da biodiesel.

TABELLA 3 **BIOCARBURANTI IMMESSI IN CONSUMO IN ITALIA [TJ]**

Fonte	2011	2012	2013	2014	2015
Biodiesel	53.861	52.878	49.312	44.176	47.807
- di cui sostenibile	53.861	52.852	49.311	44.173	47.807
- di cui double counting	2.397	14.134	4.766	7.760	18.821
Bioetanolo	12	86	61	40	127
- di cui sostenibile	12	85	61	40	101
- di cui double counting	-	-	0	-	-
ETBE	4.764	4.329	3.057	380	926
- di cui sostenibile	4.764	4.243	2.970	312	825
- di cui double counting	234	83	31	19	73
TOTALE	58.636	57.293	52.430	44.596	48.860
- di cui sostenibile	58.636	57.179	52.343	44.525	48.733
- di cui double counting	2.631	14.218	4.797	7.779	18.894

Le stime preliminari sviluppate dal GSE per il 2016 indicano un leggero incremento dell'immissione in consumo di biocarburanti, il cui contenuto energetico dovrebbe comunque attestarsi intorno a 1,2 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 e dei DD.MM. 14 gennaio 2012 e 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 PAN e, per le singole regioni, dal Decreto Burden Sharing.

Per questi scopi il GSE, nell'ambito del tradizionale ruolo di supporto al Ministero dello Sviluppo Economico, organizza e gestisce dal 2011 il Sistema Italiano per il Monitoraggio delle Energie Rinnovabili (SIMERI), che consiste in un complesso di metodi e strumenti finalizzati a rilevare ed elaborare dati statistici sulla diffusione delle FER in Italia, anche ai fini della verifica degli obiettivi nazionali e regionali. Come specificamente richiesto dalla normativa, il sistema è sviluppato in coerenza con le me-

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 una piattaforma informativa sul monitoraggio dei target nazionali e regionali, consultabile sul proprio sito istituzionale; 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 l'accesso 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 nel portale SIMERI. Nel 2015 la quota dei consumi complessivi di energia coperta da FER risulta pari al 17,5%, dunque superiore al target fissato dalla Direttiva 2009/28/CE per il 2020, pari al 17%. Il maggior contributo è fornito dal settore termico, con il 50,2% dei consumi totali di energia rinnovabile, seguito dall'elettrico (44,3%) e dai trasporti (5,5%).

TABELLA 4 CONSUMI FINALI LORDI DI ENERGIA, DA FER E TOTALI, IN ITALIA [Mtep]

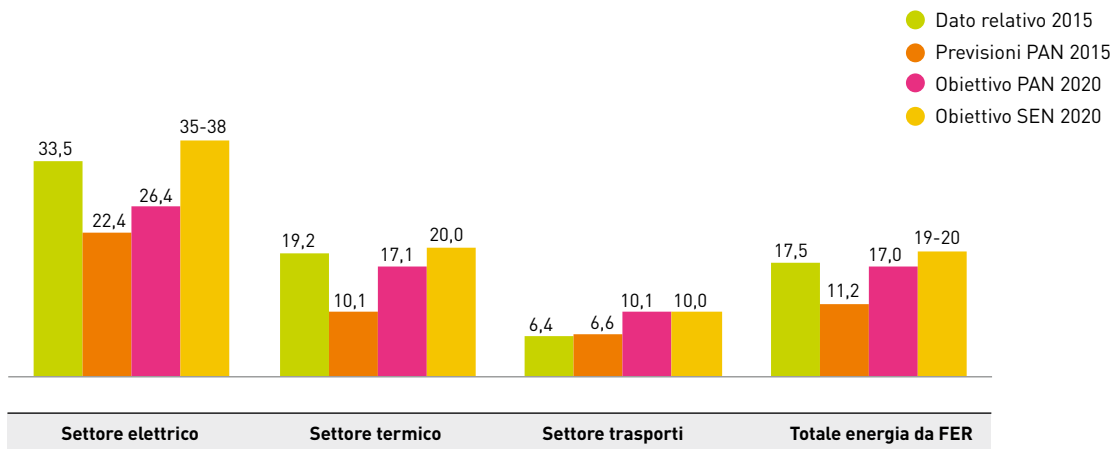
FORTE	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016 ⁽¹⁾
FER – Elettricità	5,9	7,0	8,0	8,9	9,2	9,4	9,5
FER – Termico	10,0	8,1	10,2	10,6	9,9	10,7	10,4
FER – Trasporti	1,4	1,4	1,4	1,3	1,1	1,2	1,2
FER – Totale Consumi (A)	17,4	16,5	19,6	20,7	20,2	21,3	21,1
Consumi finali lordi (B)	133,3	128,2	127,1	123,9	118,6	121,6	120,4
Quota consumi finali lordi coperta da FER (A/B)	13,0%	12,9%	15,4%	16,7%	17,1%	17,5%	17,6%

(1) Dati preliminari.

Secondo le valutazioni preliminari del GSE, la quota dei consumi complessivi di energia coperta da FER nel 2016, 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 2015, attestandosi intorno al 17,6%.

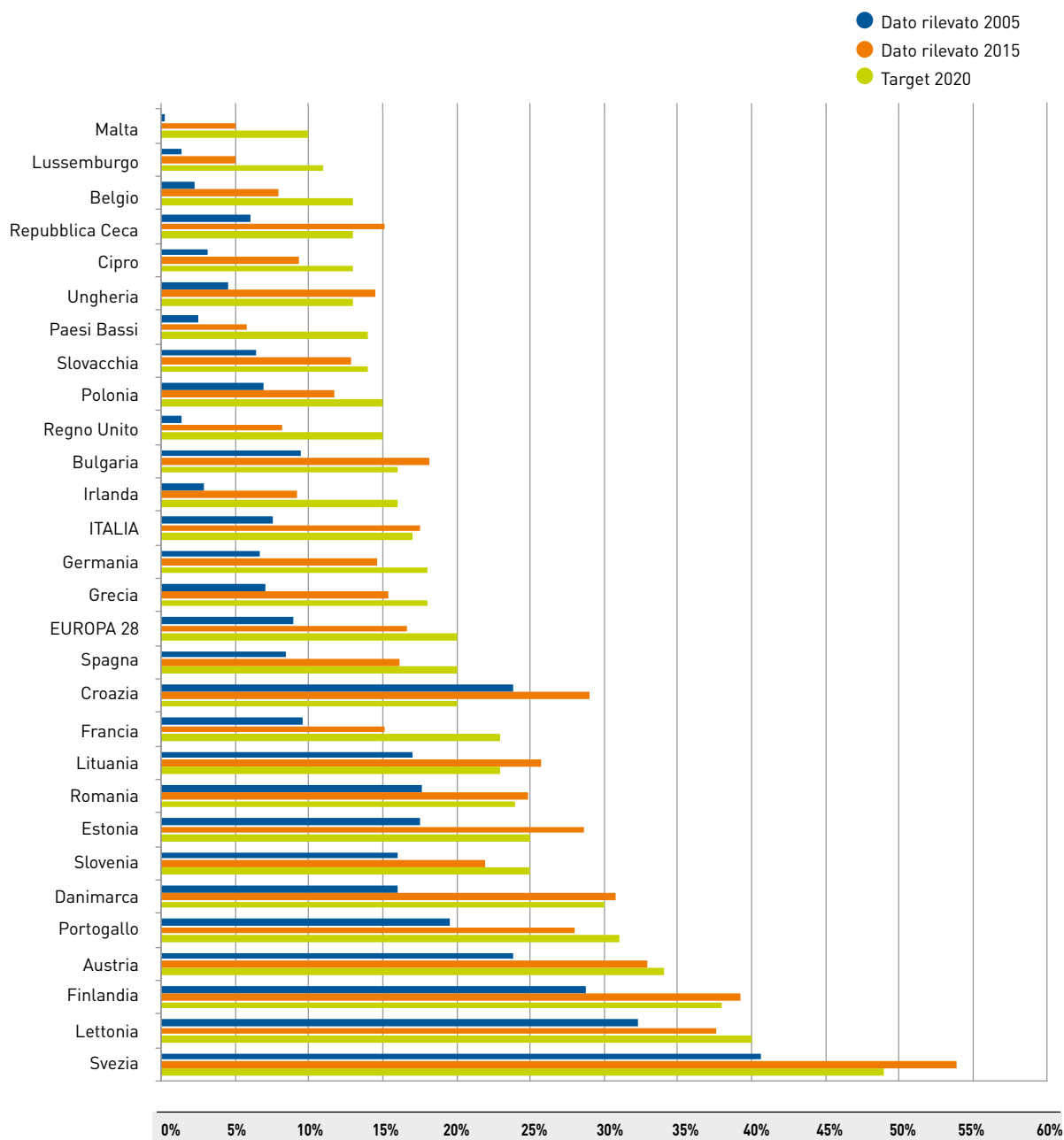
Nella figura seguente i dati di monitoraggio del target complessivo e dei tre target settoriali al 2015 sono confrontati con le previsioni del PAN per il 2015 e il 2020 e con gli obiettivi identificati dalla Strategia Energetica Nazionale, documento programmatico sviluppato nel 2013 dal Ministero dello Sviluppo Economico che – tra l'altro – aggiorna gli obiettivi PAN al 2020, rendendoli più sfidanti.

FIGURA 1 QUOTA DEI CONSUMI FINALI LORDI DI ENERGIA COPERTA DA FER PER SETTORE [%]



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 2015, valori superiori alle previsioni PAN per lo stesso 2015 e per il 2020, e leggermente inferiori agli obiettivi 2020 della SEN. L'indicatore relativo al 2015 per il settore trasporti (6,4%), calcolato applicando i criteri fissati dalla Direttiva 2009/28/CE e dalle successive modifiche apportate dalla Direttiva 2015/1513 (cosiddetta Direttiva ILUC), risulta invece inferiore alle previsioni PAN per lo stesso anno (6,6%) e, di conseguenza, a quelle per il 2020. È interessante paragonare la performance dell'Italia a quella degli altri Paesi UE in termini di grado di raggiungimento del target complessivo sulle rinnovabili, unitamente a un confronto su efficienza e cogenerazione.

FIGURA 2 QUOTA DEI CONSUMI FINALI LORDI DI ENERGIA COPERTA DA FER NEI PAESI UE



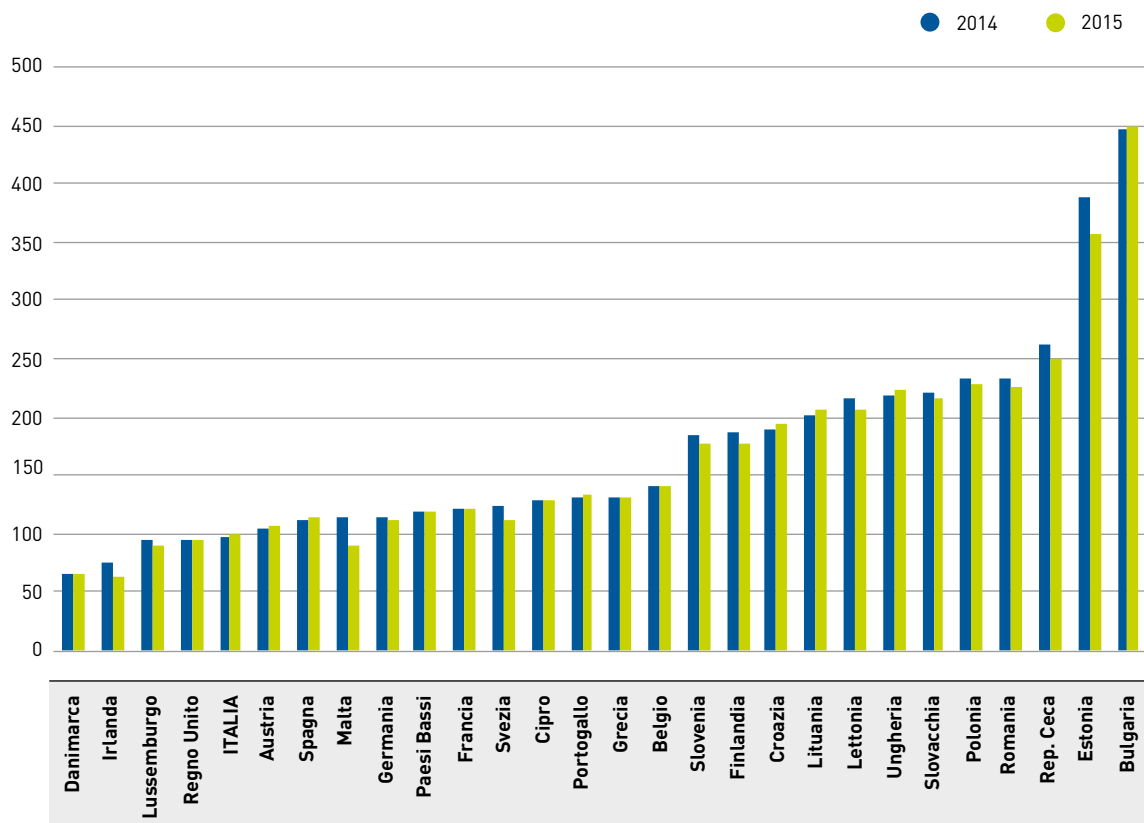
Fonte: rielaborazione su dati Eurostat

L'Italia è uno degli 11 Paesi che, al 2015, ha raggiunto un'incidenza delle rinnovabili sui consumi finali lordi superiore al valore-obiettivo fissato dalla Direttiva 2009/28/CE.

Nelle figure che seguono, per completezza, si illustrano anche i confronti 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) e di sviluppo della cogenerazione. In particolare si può osservare, nella figura 3, come l'Italia – principalmente grazie al rilevante peso del settore civile rispetto all'industriale – figuri tra i 5 Pa-

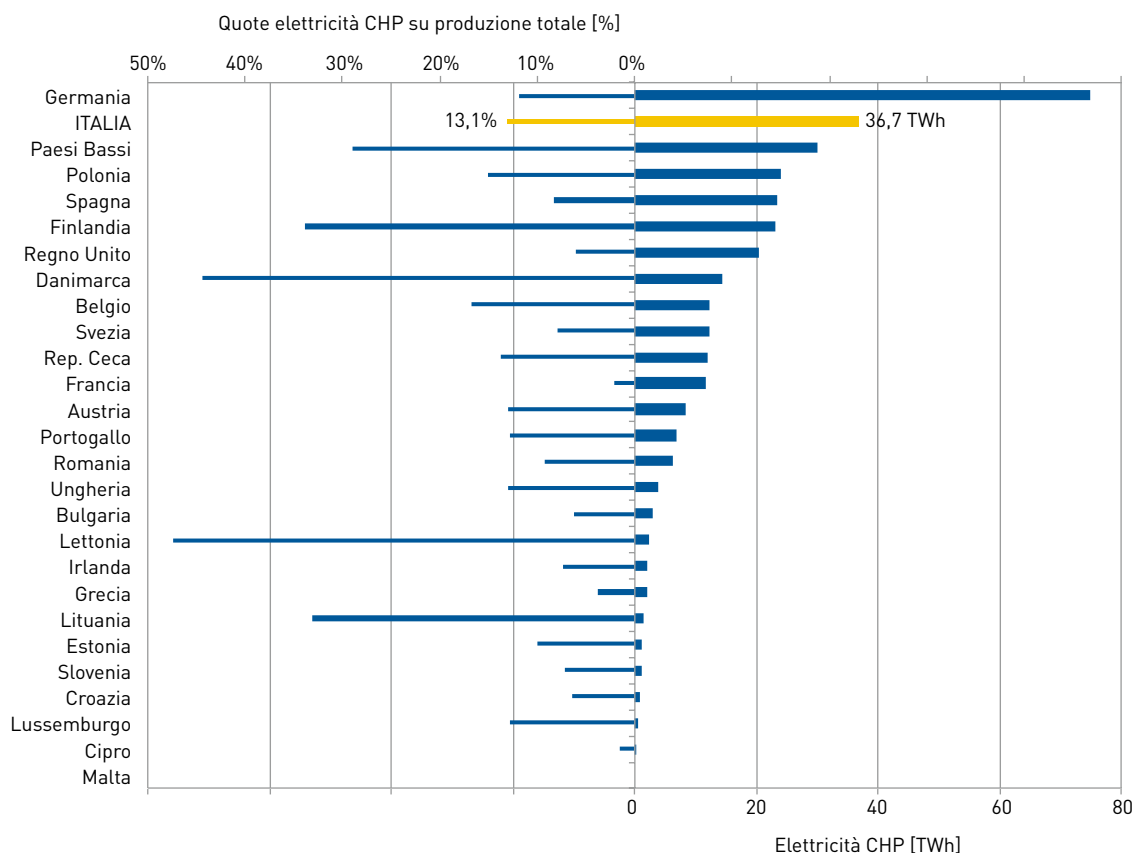
esi europei a minore intensità energetica; relativamente alla cogenerazione, nella figura 4 si nota come l'Italia occupi il secondo posto in Europa, dopo la Germania, in termini di quantità di energia elettrica prodotta in cogenerazione in Italia (quasi 37 TWh), e il nono in termini di incidenza sulla produzione elettrica complessiva (13,1%).

FIGURA 3 INTENSITÀ ENERGETICA PRIMARIA DELL'ECONOMIA PER GLI ANNI 2014 E 2015 NEI PAESI UE [tep/mln €]



Fonte: rielaborazione su dati Eurostat

FIGURA 4 **QUOTA PERCENTUALE DI ENERGIA ELETTRICA PRODOTTA IN COGENERAZIONE E RELATIVA QUOTA RISPETTO ALLA PRODUZIONE ELETTRICA TOTALE NEI PAESI UE (2014)**



Fonte: rielaborazione su dati Eurostat

MONITORAGGIO REGIONALE

Il Decreto 15 marzo 2012 del Ministero dello Sviluppo Economico 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 maggio 2015 del Ministero dello Sviluppo Economico; a differenza dell'obiettivo nazionale, 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 ⁽¹⁾**

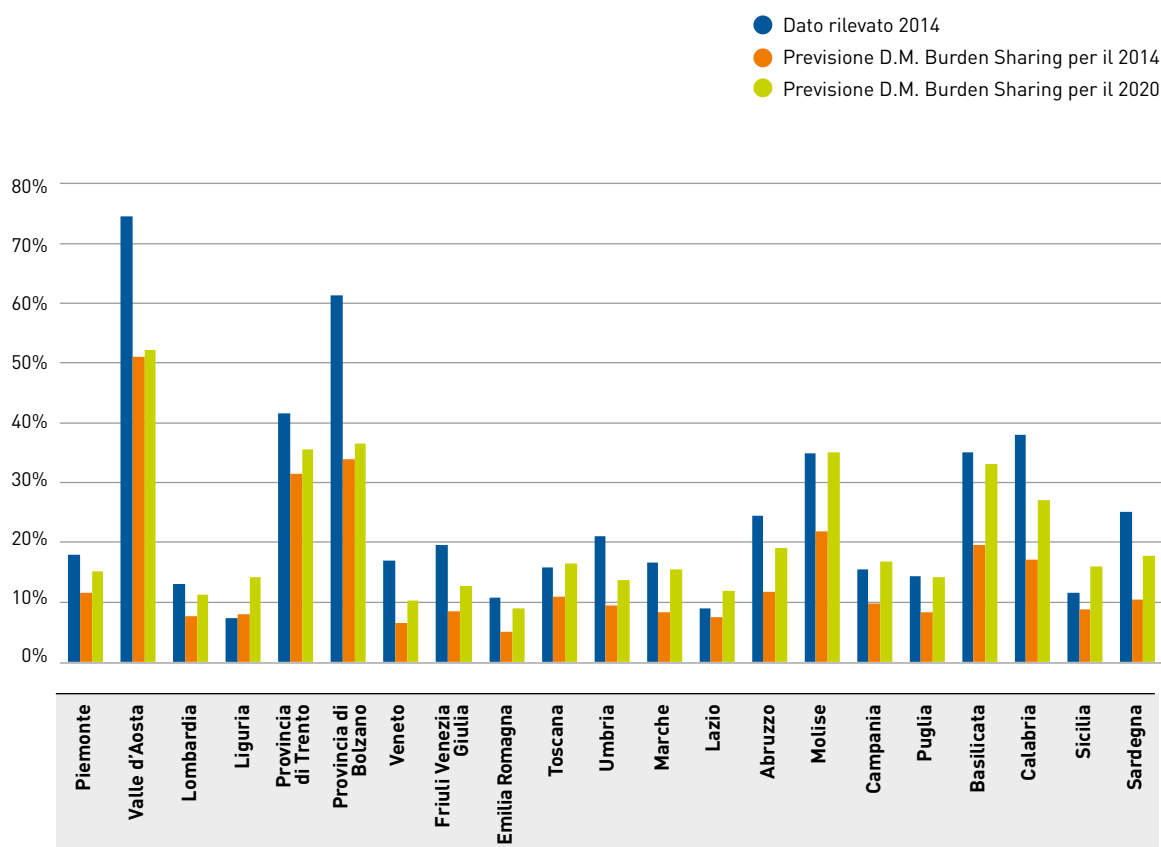
REGIONI E PROVINCE AUTONOME	Dato rilevato [ktep]			Quota sui consumi finali lordi [%] ⁽²⁾		Previsioni D.M. 15 marzo 2012 Burden Sharing [%]	
	2013	2014	2015	2013	2014	2014	2020
Piemonte	1.846	1.825	1.888	17,2%	17,9%	11,5%	15,1%
Valle d'Aosta	321	320	327	75,9%	74,6%	51,0%	52,1%
Lombardia	3.113	3.102	3.210	12,4%	13,1%	7,7%	11,3%
Liguria	220	188	201	8,3%	7,4%	8,0%	14,1%
Provincia di Trento	564	566	575	42,1%	41,6%	31,4%	35,5%
Provincia di Bolzano	786	822	819	60,9%	61,4%	33,9%	36,5%
Veneto	1.905	1.878	2.017	16,8%	16,9%	6,5%	10,3%
Friuli Venezia Giulia	591	594	641	17,3%	19,5%	8,5%	12,7%
Emilia Romagna	1.360	1.367	1.406	9,8%	10,7%	5,1%	8,9%
Toscana	1.262	1.222	1.332	15,4%	15,8%	10,9%	16,5%
Umbria	461	443	505	20,8%	21,0%	9,5%	13,7%
Marche	456	437	451	16,3%	16,7%	8,3%	15,4%
Lazio	971	902	959	9,3%	8,9%	7,4%	11,9%
Abruzzo	619	614	636	23,0%	24,5%	11,7%	19,1%
Molise	191	188	199	33,3%	34,9%	21,9%	35,0%
Campania	1.068	996	1.097	15,8%	15,5%	9,8%	16,7%
Puglia	1.137	1.125	1.211	15,0%	14,4%	8,3%	14,2%
Basilicata	313	312	350	32,8%	35,0%	19,6%	33,1%
Calabria	942	917	917	38,3%	38,0%	17,1%	27,1%
Sicilia	684	726	699	10,5%	11,6%	8,8%	15,9%
Sardegna	676	639	682	25,3%	25,0%	10,4%	17,8%
ITALIA	19.486	19.182	20.122	15,7%	16,2%	9,3%	14,3%

(1) Ai fini del calcolo dell'indicatore-obiettivo non vengono considerati i consumi di FER nel settore dei trasporti.

(2) Nel momento in cui si scrive non sono disponibili i dati sui consumi finali lordi complessivi di energia a livello regionale al 2015 e, pertanto, non è possibile calcolare l'incidenza delle FER.

Quasi tutte le regioni e le province autonome registrano, sia nel 2012 sia nel 2014, una quota dei consumi finali lordi di energia coperta da fonti rinnovabili superiore alle previsioni del Decreto Burden Sharing; in numerose regioni risultano superati anche gli obiettivi fissati per il 2020.

FIGURA 5 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 2015, infine, è illustrato nel grafico seguente (nel momento in cui si scrive, non sono disponibili i consumi energetici complessivi regionali 2015 e, pertanto, non è possibile calcolare la quota coperta da FER).

FIGURA 6 CONSUMI FINALI LORDI DI ENERGIA DA FER NELLE REGIONI ITALIANE AL 2015 [ktep]



11.1.3 ALTRE ATTIVITÀ

Tra le principali attività realizzate dal GSE in ambito statistico nel corso del 2016 figurano inoltre le seguenti:

- consolidamento delle attività di predisposizione di Atlaimpianti, progetto di ampliamento ed evoluzione dei portali Atlasole e Atlavento, che si pone l'obiettivo di georeferenziare sul territorio nazionale tutti gli impianti di produzione di energia alimentati da fonti rinnovabili, gli impianti di cogenerazione e i sistemi di teleriscaldamento, e di realizzare un'interoperabilità con le regioni in materia di impianti in fase autorizzativa;
- analisi (pubblicate) sulla performance degli impianti fotovoltaici nel 2016, da cui è emerso un calo di produzione del fotovoltaico rispetto all'anno precedente, in buona parte imputabile a un decremento medio non dissimile della radiazione solare incidente;
- tra le attività tecniche di supporto al MiSE in campo statistico, nel 2016 è stato effettuato un approfondimento sul calcolo dell'energia rinnovabile fornita dagli apparecchi a pompa di calore a livello regionale, ai fini sia del riscaldamento sia del raffrescamento degli ambienti;

- collaborazioni permanenti e partecipazioni a tavoli tecnici su temi statistici con altri enti nazionali (Ministero dello Sviluppo Economico, Istat, ISPRA, 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 10 Paesi, 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;
- 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

Nel corso del 2016 sono stati condotti vari studi e approfondimenti, sia sul tema delle energie rinnovabili sia su quello dell’efficienza energetica, principalmente in ottemperanza a quanto previsto dalla normativa.

POTENZIALE CAR/TLR REGIONALE

A febbraio 2016 è stato pubblicato il rapporto “Valutazione del potenziale nazionale di applicazione della Cogenerazione ad Alto Rendimento e del teleriscaldamento efficiente”. Il documento, previsto dal D.Lgs. 102/14, è stato inviato alla Commissione Europea dal Ministero dello Sviluppo Economico, dopo un lungo e complesso lavoro, dispiegatosi già nel corso del 2015 sugli scenari di sviluppo della CAR e del TLR in Italia e prolungatosi nel 2016 per le richieste giunte dalla Conferenza Unificata delle Regioni, sintetizzabili in una regionalizzazione dei dati sui potenziali della CAR e del TLR, individuati in prima istanza a livello nazionale.

FIGURA 7 **CONFRONTO TRA IL CALORE DA CAR PRODOTTO NEL 2013 E LA STIMA DEL SUO POTENZIALE TECNICO ED ECONOMICO A LIVELLO REGIONALE [GWh]**

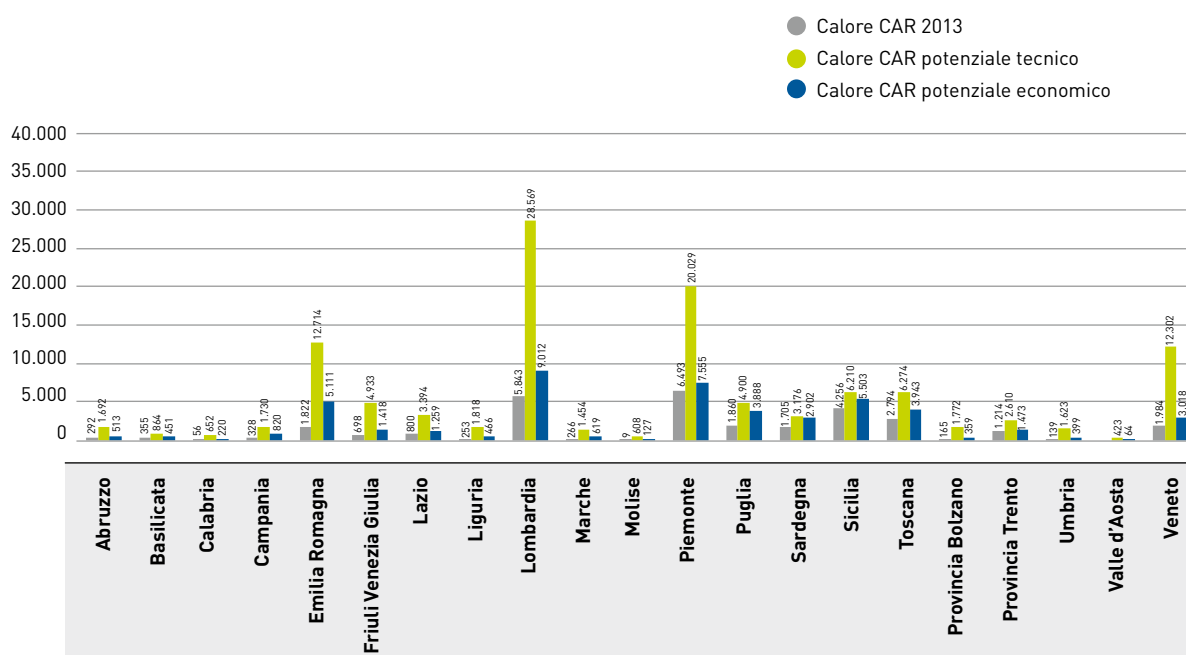
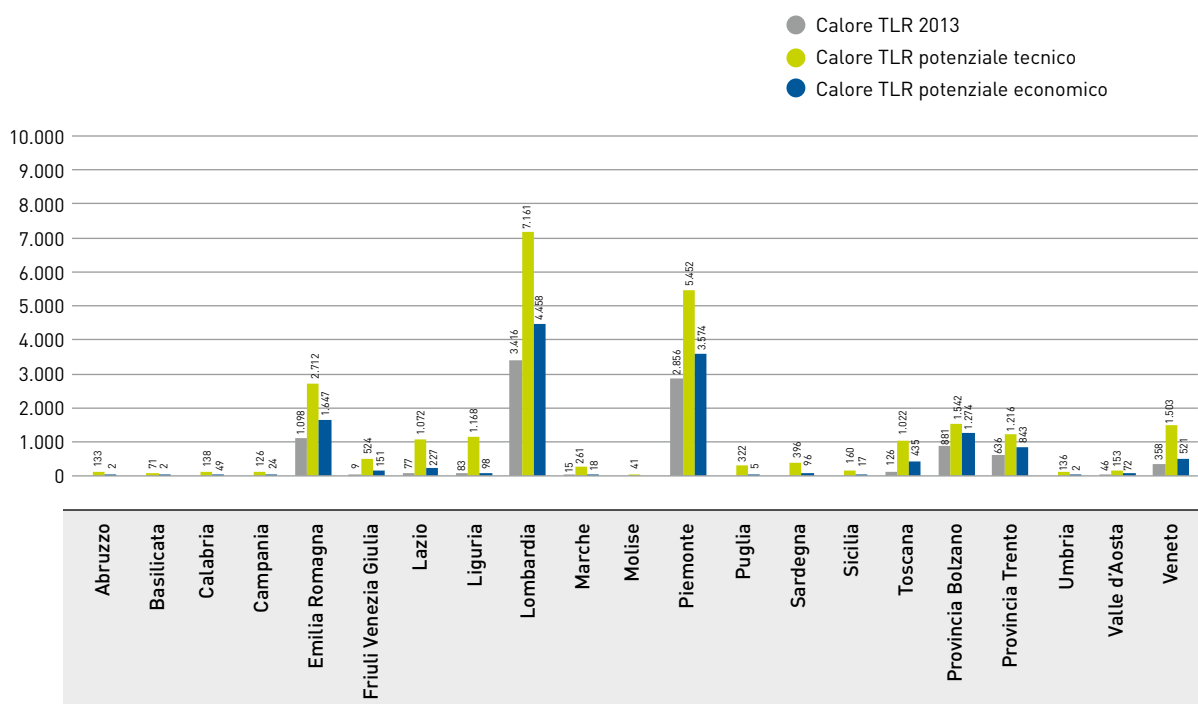


FIGURA 8 CONFRONTO TRA IL CALORE EROGATO DA TLR NEL 2013 E LA STIMA DEL SUO POTENZIALE TECNICO ED ECONOMICO A LIVELLO REGIONALE [GWh]



RICADUTE ECONOMICHE E OCCUPAZIONALI

Un'altra attività rilevante, avviata nel 2012 e proseguita e sviluppata nel 2016, 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. I risultati del monitoraggio riguardano le ricadute economiche, in termini di investimenti, spese O&M e valore aggiunto, e occupazionali, temporanee e permanenti, dirette, indirette e indotte. 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. Il documento pubblicato a luglio 2016 "La valutazione delle ricadute economiche e occupazionali dello sviluppo delle fonti energetiche rinnovabili in Italia" descrive dettagliatamente la metodologia adottata dal GSE e riporta e analizza i risultati del monitoraggio dal 2012 al 2015 con riferimento al settore delle fonti rinnovabili elettriche. I grafici successivi rappresentano un primo aggiornamento al 2016 del lavoro svolto, basato sui dati statistici preliminari a disposizione (si fa presente che l'ambito di analisi non ha considerato gli impianti idroelettrici a serbatoio, i rifiuti e i gas di discarica).

FIGURA 9 STIMA DELLE RICADUTE ECONOMICHE DELLE FER NEL 2016 (INVESTIMENTI E SPESE DI O&M SUGLI IMPIANTI ESISTENTI) [mln €]

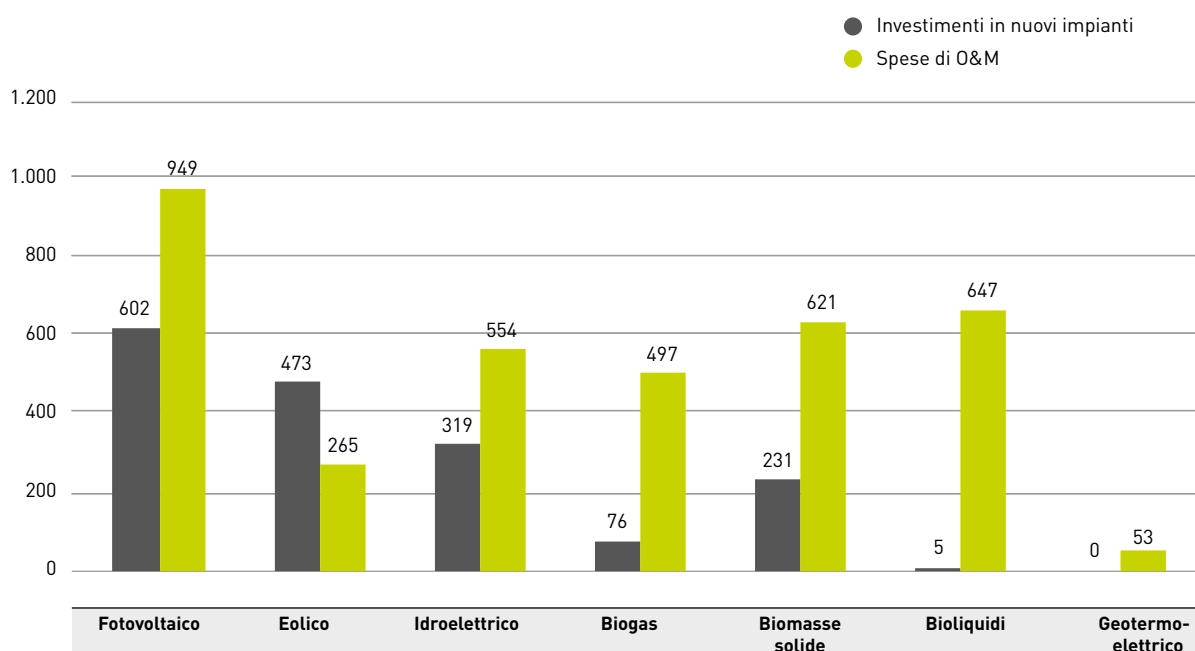


FIGURA 10 STIMA DEL VALORE AGGIUNTO GENERATO DAGLI INVESTIMENTI IN NUOVI IMPIANTI E DALLE SPESE DI O&M SUGLI IMPIANTI ESISTENTI NEL 2016 [mln €]

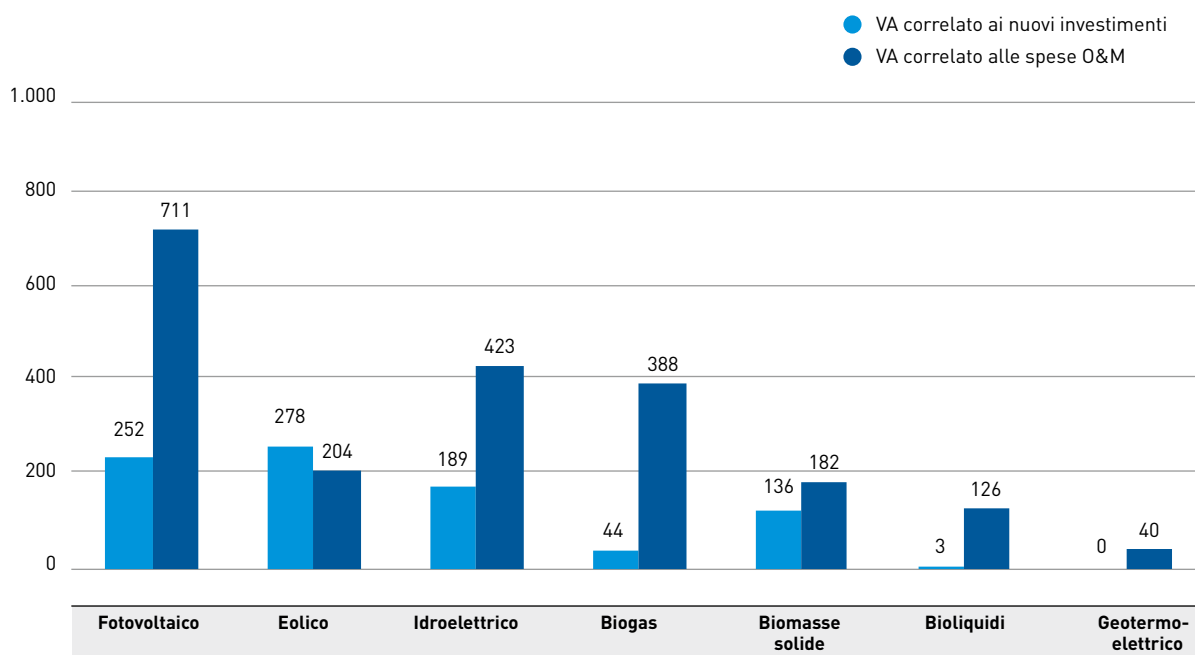
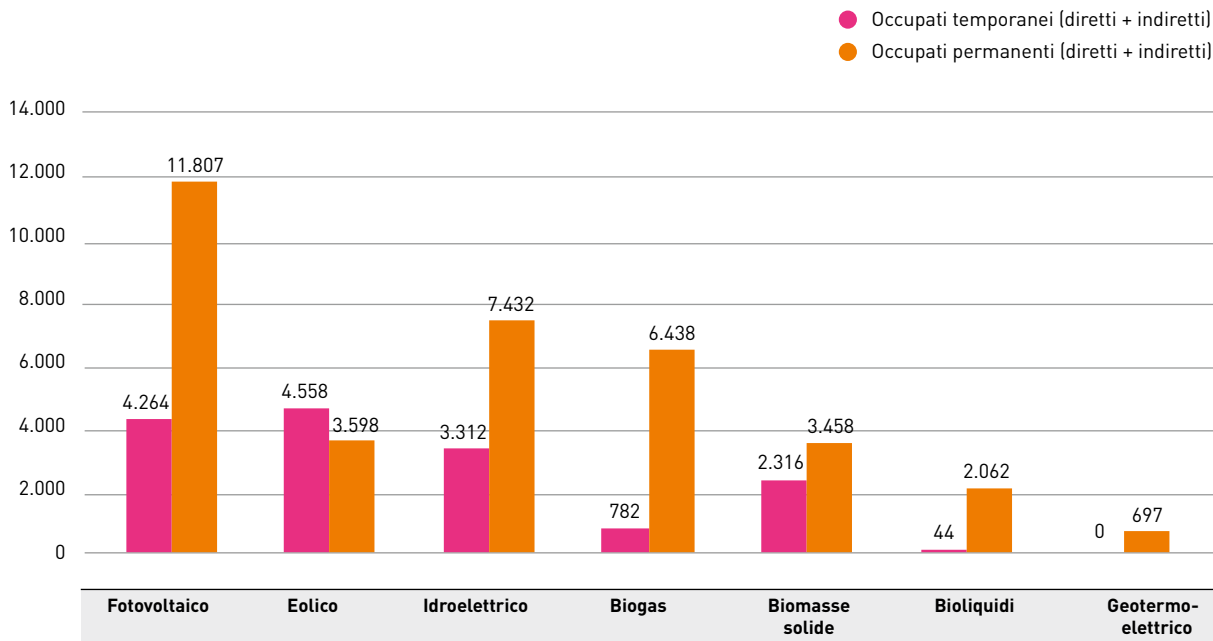


FIGURA 11 **STIMA DELLE RICADUTE OCCUPAZIONALI TEMPORANEE (LEGATE A INVESTIMENTI) E PERMANENTI (LEGATE A O&M) NEL 2016 [ULA - UNITÀ DI LAVORO ANNUE, CONSIDERANDO LA SOMMA DI ULA DIRETTE E INDIRETTE]**



REGOLAZIONE REGIONALE

Sul fronte del 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 Pubblica Amministrazione. Si è proceduto, infatti, a monitorare tutti quei provvedimenti che legiferano in materia ambientale e di pianificazione e regolamentazione nei settori elettricità, calore, trasporti ed efficienza energetica. L'analisi è perfezionata, inoltre, dall'accertamento sui BUR dei singoli procedimenti autorizzativi di impianti alimentati a FER giunti a conclusione, confluito in report mensili contenenti mappe con la localizzazione provinciale dei progetti autorizzati, distinti per tipologia di fonte. Nei primi mesi del 2017 verrà infine pubblicato il rapporto annuale sulla regolazione regionale.

ANALISI COMPARATA DEI MECCANISMI DI INCENTIVAZIONE IN ITALIA

Nel corso del 2016 è stata condotta un'analisi comparativa dell'efficienza di diversi meccanismi di incentivazione delle energie rinnovabili e dell'efficienza energetica in Italia. L'efficienza dei meccanismi è stata valutata sulla base di alcuni indicatori, che rapportano i costi (oneri) sostenuti e i benefici conseguiti in termini di energia rinnovabile prodotta, energia primaria risparmiata ed emissioni evitate.

TABELLA 6 CONFRONTO EFFICIENZA DEI MECCANISMI INCENTIVANTI IN VIGORE ⁽¹⁾

	Onere elettricità FER [€/MWh]	Onere calore utile [€/MWh]	Costo tep risparmiato [€/tep]	Costo CO ₂ evitata [€/tCO ₂]	
Totale FER-E incentivate	Mix FER-E incentivate medio	198	0	1.065	381
	Fotovoltaico	302	0	1.613	568
	Idroelettrico	123	0	678	246
	Eolico	108	0	572	201
	Geotermoelettrico	86	0	460	162
	Biomasse solide	160	0	876	330
	Bioliquidi	170	0	937	345
	Biogas	241	0	1.314	488
FER-E D.M. 23 giugno 2016	Mix FER-E D.M. 23 giugno 2016	89	0	482	172
	Eolico onshore	28	0	150	53
	Eolico offshore	114	0	605	213
	Idroelettrico	94	0	501	187
	Geotermoelettrico	65	0	349	123
	Bioenergie	152	0	835	311
	Solare termodinamico	275	0	1.468	516
Conto Termico D.M. 28 dicembre 2012	Intervento medio Conto Termico	0	10	233	79
	Biomassa	0	5	171	50
	Solare	0	28	291	118
	Pompe di calore	0	6	112	45
	Generatori a condensazione	0	2	182	66
	Involucro	0	0	294	123
	Chiusure trasparenti	0	0	467	195
Detrazioni fiscali	Intervento medio detrazioni	0	-	1.019	378
	Riqualificazione globale	0	-	772	286
	Strutture opache infissi	0	-	1.129	419
	Solare termico	0	-	481	178
	Impianti climatizzazione	0	-	988	366
Certificati Bianchi	Intervento medio Certificati Bianchi	-	-	115	34
	Industria	-	-	115	31
	Civile	-	-	115	40
	Illuminazione	-	-	115	39
	Grandi progetti	-	-	115	24
	Reti e trasporti	-	-	115	46

- (1) Gli indicatori di costo unitario sono stati elaborati per i diversi meccanismi incentivanti sulla base dei seguenti dati e assunzioni:
- Totale FER-E incentivate: onere A3 sostenuto nel 2015, rapportato a stime GSE dell'energia elettrica prodotta, dell'energia primaria risparmiata e delle emissioni evitate nel 2015;
 - FER-E D.M. 23 giugno 2016: stima dell'onere basata sui contingenti assegnati e le tariffe del D.M. 23 giugno 2016, rapportato a stime GSE dell'energia elettrica producibile, dell'energia primaria risparmiabile e delle emissioni evitabili;
 - Conto Termico D.M. 28 dicembre 2012: incentivi riconosciuti per interventi del Conto Termico nel 2015 rapportati a stime GSE dell'energia termica prodotta, dell'energia primaria risparmiata e delle emissioni evitate in tutta la vita tecnica dell'intervento;
 - Certificati Bianchi: il costo del tep è posto pari al contributo tariffario 2015 definito dall'AEEGSI, considerata l'equivalenza tra totale CB e totale tep risparmiati nell'intera vita tecnica dell'intervento, mentre la trasformazione tep-CO₂ è stata elaborata dal GSE per tipologia di intervento e di risparmio;
 - Detrazioni fiscali: elaborazioni GSE su dati forniti da ENEA per il 2014 ("Detrazioni fiscali del 65% per la riqualificazione energetica del patrimonio edilizio esistente 2014") sul mancato gettito, risparmio energetico annuo e risparmi di CO₂.

SCENARI

Nel corso del 2016 il GSE ha elaborato alcuni scenari di evoluzione dei consumi finali di energia in Italia al 2020, al fine di stimare, considerando le sole politiche e misure già in essere e i trend recenti osservati, la quota coperta da fonti rinnovabili raggiungibile al 2020.

Operativamente, è stato sviluppato uno scenario evolutivo ritenuto più probabile, denominato scenario di riferimento, basato sulle seguenti ipotesi:

- per il settore elettrico:
 - pieno dispiegarsi degli effetti dei DD.MM. 6 luglio 2012 e 23 giugno 2016, pur ipotizzando una lieve decadenza dei progetti ammessi sulla base del trend storico osservato;
 - che il trend di nuove installazioni di impianti fotovoltaici successive al Conto Energia si mantenga pari ai valori osservati mediamente negli ultimi 3 anni;
 - che tutti gli impianti esistenti in scadenza continuino a produrre, con l'eccezione degli impianti alimentati a bioenergie diverse dai rifiuti;
- per il settore termico si assume un'evoluzione delle FER (vendite di pompe di calore e collettori solari, consumi di biomassa e geotermico) sostanzialmente stabile;
- per i biocarburanti impiegati nei trasporti si prevede un trend di consumo che ricalca la quota obbligatoria di miscelazione prevista per ogni anno, con un'incidenza dei biocarburanti double counting percentualmente pari a quella registrata nel 2015;
- per i consumi complessivi (rinnovabili e non), a partire dal dato consolidato del 2014 (118,6 Mtep), si applicano gli incrementi assoluti annui previsti dalla SEN.

Interessante notare che le ipotesi assunte nel settore elettrico portano a stimare un incremento di circa 4 GW di potenza nel periodo 2016-2020 e investimenti per circa 7,6 miliardi di euro.

Allo scenario di riferimento ne sono stati accostati due, basati rispettivamente su assunzioni più sfavorevoli (scenario worst) e più favorevoli (scenario best).

TABELLA 7 RIEPILOGO SCENARI FER AL 2020

	Scenari al 2020				
	2015	Scenario di riferimento	Best	Riferimento CFL ridotto	Worst
FER nel settore elettrico	9,4	10	10,1	10	8,3
FER nel settore termico	10,7	10,4	11,3	10,4	10,1
Biocarburanti nei trasporti	1,2	2,2	3	2,2	1,6
Consumi finali lordi da FER	21,3	22,6	24,4	22,6	20
Consumi finali lordi totali	121,7	123	118,6	118,6	126
Quota FER sui consumi	17,5%	18,4%	20,6%	19,1%	15,9%

I risultati ottenuti forniscono le seguenti indicazioni:

- lo scenario di riferimento prevede al 2020 un consumo finale lordo di FER pari a 22,6 Mtep (46% termico, 44% elettrico, 10% trasporti) e un consumo finale lordo di energia (rinnovabile e non) pari a 123 Mtep. La quota FER prevista è quindi pari a 18,4%. Riducendo il denominatore secondo quanto previsto dallo scenario "best" e mantenendo

invariato il numeratore (ipotesi di incremento dell'efficienza complessiva degli usi finali), la quota aumenterebbe fino al 19,1%;

- nello scenario worst, al 2020 il consumo finale lordo di FER previsto è pari a 20 Mtep (50% termico, 42% elettrico, 8% trasporti) e il consumo finale lordo di energia (rinnovabile e non) pari a 126 Mtep. La quota FER scenderebbe così a 15,9%;
- secondo le ipotesi più favorevoli (scenario best), al 2020 la quota FER sui consumi finali lordi arriverebbe invece al 20,6% (numeratore pari a 24,4 Mtep, e denominatore pari a 118,6 Mtep).

Sempre con riferimento alla formulazione di analisi in prospettiva e scenari tendenziali, il 2016 ha tenuto impegnato il GSE anche nella partecipazione al Tavolo sulla decarbonizzazione e al Tavolo sulla mobilità istituiti presso la Presidenza del Consiglio dei Ministri per la messa a punto di strumenti utili alla predisposizione delle strategie per il raggiungimento dei nuovi sfidanti obiettivi al 2030.

ANALISI COMPARATA DEI MECCANISMI DI INCENTIVAZIONE IN EUROPA

È proseguita nel corso del 2016 anche l'attività di monitoraggio dei meccanismi di incentivazione delle energie rinnovabili a livello europeo e di analisi comparata dell'efficacia e dell'efficienza delle politiche degli Stati membri dell'UE. Tale attività si è sostanziata sia nella descrizione accurata delle misure in atto e dei risultati raggiunti in ognuno dei 28 Paesi sia nel confronto, per mezzo di opportuni indicatori appositamente sviluppati con una metodologia specifica, dei livelli di incentivazione per tutte le principali tecnologie, degli oneri sostenuti e delle performance dei vari Stati.

Sempre sul fronte dei meccanismi di incentivazione delle rinnovabili a livello europeo sono stati svolti, a supporto del Ministero dello Sviluppo Economico, un'analisi della nuova disciplina sugli aiuti di Stato in materia di energia e ambiente e di come essa sia stata attuata dai diversi Stati, anche con riferimento alle notifiche richieste dalla CE, insieme a un approfondimento sulle modalità e sulle caratteristiche con cui alcuni degli Stati europei hanno implementato sistemi di accesso agli incentivi tramite aste competitive.

TABELLA 8 POLITICHE INCENTIVANTI PER I NUOVI IMPIANTI FER-E IN VIGORE IL 30 GIUGNO 2016 NEI PAESI DELL'UE28

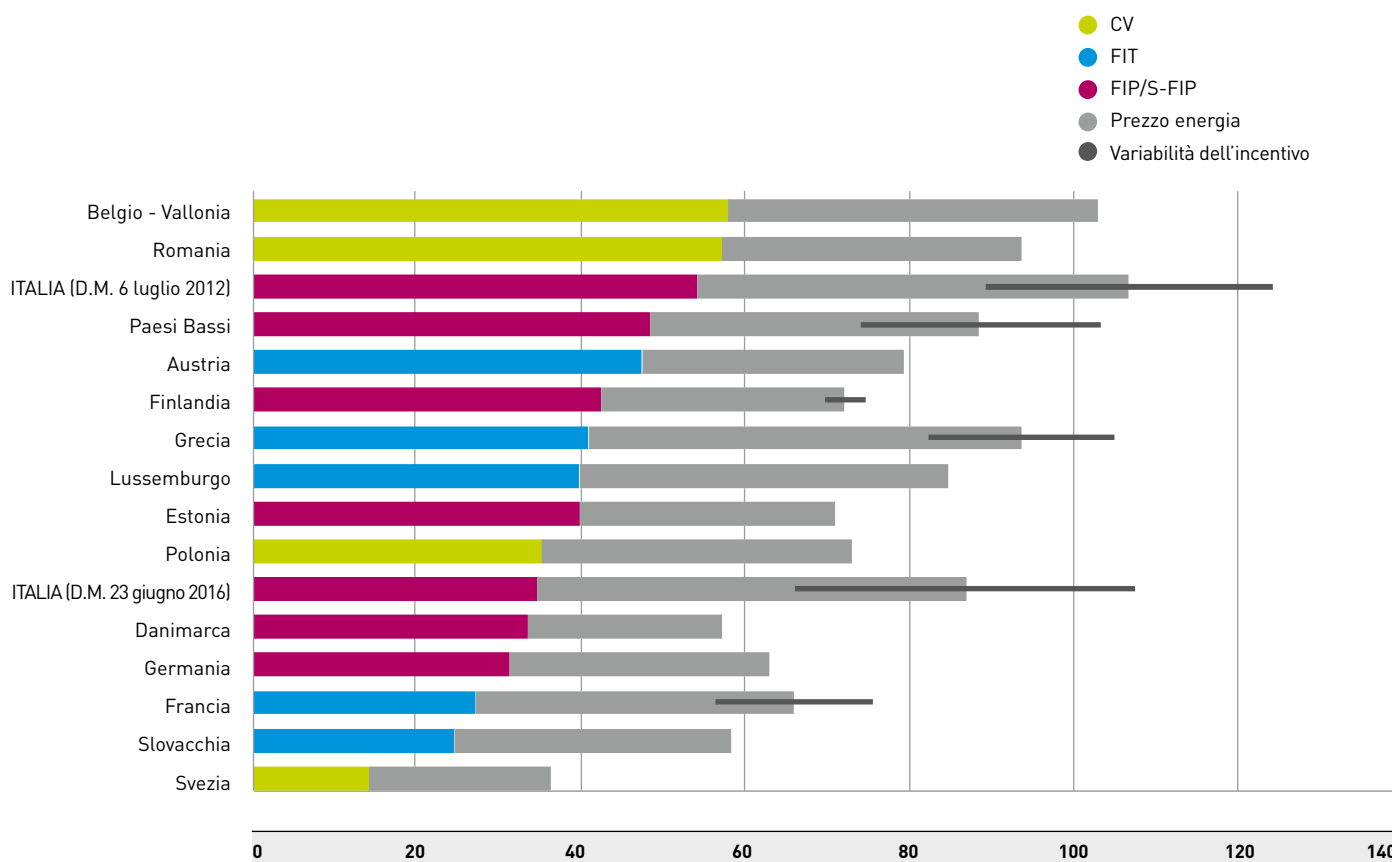
PAESI	FIT	F-FIP/ S-FIP ⁽¹⁾	Quota d'obbligo	Conto capitale	Sussidi fiscali	Prestiti	Scambio sul Posto	Priorità	Aste
Austria	X			X	X			X	
Belgio			X	X			X	X	
Bulgaria	X								
Cipro				X			X	X	
Croazia	X	X				X			X ⁽²⁾
Danimarca		X		X		X	X	X	X
Estonia		X		X					
Finlandia		X		X					
Francia	X	X		X	X			X	X
Germania	X	X				X		X	X
Grecia	X			X	X		X	X	
Irlanda	X							X	
Italia	X	X			X		X	X	X
Lettonia							X		
Lituania		X		X	X	X	X	X	X
Lussemburgo	X			X	X			X	
Malta	X			X			X	X	
Paesi Bassi		X		X		X	X		X
Polonia			X		X	X		X	
Portogallo	X							X	
Regno Unito	X	X	X	X	X			X ⁽³⁾	X
Rep. Ceca	X	X		X		X			
Romania			X					X	
Slovacchia	X			X	X			X	
Slovenia				X		X		X	
Spagna		X						X	X
Svezia			X	X	X				
Ungheria	X			X		X	X	X	

(1) Sia Fixed Feed in Premium (F-FIP) sia Sliding Feed in Premium (S-FIP).

(2) Non ancora indetta prima gara ma avverrà all'inizio del 2017.

(3) La priorità di dispacciamento è prevista solo in Irlanda del Nord ma non nel Regno Unito.

FIGURA 12 **CONFRONTO DEI LIVELLI DI INCENTIVAZIONE PER I NUOVI IMPIANTI EOLICI ONSHORE (10 MW) NEI PAESI EUROPEI AL 30 GIUGNO 2016 [€/MWh]**



MONITORAGGIO DELLE POLITICHE PER L'ENERGIA E IL CLIMA

Il GSE osserva con attenzione il dibattito internazionale sui temi dell'energia, del clima e della sostenibilità e svolge un costante monitoraggio della legislazione dell'Unione Europea di settore (in particolare mercato interno dell'energia, fonti rinnovabili, efficienza energetica ed emissioni di gas serra), al fine di restare aggiornato sulle novità di interesse, anche sotto il profilo interpretativo, con potenziale impatto sulle attività del GSE e sulle politiche energetiche nazionali. Grazie a questa regolare azione e all'esperienza maturata nell'attuazione dei compiti istituzionali, il GSE supporta il Ministero dello Sviluppo Economico e gli altri ministeri di riferimento, nell'ambito dei processi legislativi e regolatori europei.

Per quanto riguarda le politiche per il contenimento dell'aumento delle emissioni climateranti, il monitoraggio è concentrato sulle misure con impatto diretto sul mix energetico. Sul versante internazionale, è monitorato il processo della Convenzione ONU sui Cambiamenti Climatici e i suoi output, tra cui l'Accordo di Parigi. Sul versante europeo, sono seguiti in particolare l'EU-ETS e la decisione Effort Sharing, attraverso il contributo ai lavori del Climate Change Committee, nonché il monitoraggio del Consiglio e dei suoi gruppi tecnici e del Parlamento europeo. L'attività è svolta di concerto e a supporto del Ministero dello Sviluppo Economico e del Dipartimento del Tesoro del Ministero dell'Economia e delle Finanze. Ciò al fine di individuare aree suscettibili di analisi quantitativa

e qualitativa, per valutare l'impatto della regolazione sulle aste, sul mercato del carbonio, e per valutare le interazioni con gli strumenti nazionali per l'efficienza energetica e rinnovabili a beneficio del sistema Paese.

Nel 2016 il lavoro è stato concentrato sul negoziato in Consiglio dell'Unione Europea e all'interno delle Commissioni dell'Europarlamento sulla riforma dell'EU-ETS, nel quarto periodo d'obbligo (2021-2030), volta a restituire al Sistema la centralità che le istituzioni UE gli assegnano nel percorso di decarbonizzazione dell'economia dell'Unione.

A livello di Consiglio, il dialogo si è sviluppato nel gruppo tecnico ambiente (WPE), prima sotto la Presidenza olandese e nella seconda parte dell'anno sotto la Presidenza slovacca: ciononostante, gli Stati membri non sono addivenuti alla definizione di un approccio concordato alla riforma. Dal lato Parlamento, l'anno è partito con l'assegnazione della competenza concorrente sul dossier ETS alle Commissioni ambiente (ENVI) e industria (ITRE). Le successive formulazioni delle bozze di parere, a firma del relatore Federley ad aprile e del relatore Duncan a fine maggio, hanno consentito la formulazione di oltre 1.400 emendamenti da parte degli europarlamentari di entrambe le Commissioni durante l'estate. Questi sono successivamente stati oggetto di compromesso e consolidamento, confluendo nel parere della Commissione Industria del 13 ottobre e della Commissione Ambiente del 15 dicembre. La lentezza nel trovare convergenze in parlamento e l'assenza di una posizione comune in Consiglio, non hanno consentito di imprimere un'accelerazione al processo di dialogo sulla riforma che perdura da oltre 17 mesi.

Nell'ambito dei settori non ETS, a settembre 2016, la Commissione ha completato il pacchetto di proposte legislative, volte a completare il set di strumenti per raggiungere l'obiettivo climatico al 2030: la proposta di regolamento per ridurre le emissioni dei settori non ETS (Effort Sharing Regulation) e la proposta di regolamento per il settore di gestione del suolo (LULUCF). Per l'Italia l'obiettivo Effort Sharing consta di una riduzione del -33% sui valori del 2005.

11.3 COLLABORAZIONI INTERNAZIONALI

Sin dall'inizio della sua operatività il GSE ha messo a disposizione del Ministero dello Sviluppo Economico 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. Inoltre, 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.

Anche nel 2016 il GSE è stato coinvolto in diversi progetti internazionali in materia di energia, finanziati dall'Unione Europea.

COLLABORAZIONI NELL'AMBITO DI ORGANIZZAZIONI INTERNAZIONALI E ASSOCIAZIONI VOLONTARIE

Nel corso del 2016, 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).

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. Inoltre, su indicazione del Ministero dello Sviluppo Economico, è proseguita l'attività di ricognizione e coordinamento volta alla divulgazione a livello nazionale dei risultati raggiunti nell'ambito del 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 2015", che riporta informazioni preliminari sul mercato fotovoltaico dell'anno precedente, "Trends in Photovoltaic Application 2016", che illustra una panoramica del mercato fotovoltaico relativamente ai Paesi partecipanti dal 1992 a oggi, "Annual Report 2015", che illustra i progetti IEA PVPS in corso. Il GSE ha poi partecipato al Task 13 "Performance and Reliability of Photovoltaic Systems", dedicandosi all'analisi dei dati statistici sulla performance dei sistemi fotovoltaici incentivati, e al Task 15 "Enabling Framework for the Acceleration of Building Integrated PhotoVoltaic (BIPV)", gruppo con focus sulla promozione della tecnologia BIPV in considerazione di una fase post incentivo.

In tema di bioenergie, il GSE è il contracting party, per l'Italia, nell'Implementing Agreement 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 alle 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 alle 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.

Rispetto a IRENA, il GSE, in qualità di focal point tecnico nazionale, ha intensificato il proprio contributo ai tavoli di lavoro e alle riunioni degli organismi di governance dell'Agenzia. Inoltre ha contribuito alla revisione della pubblicazione di punta dell'Agenzia, RETHinking Energy, pubblicata per la prima volta nel 2014, e ha continuato a dialogare con l'Agenzia nell'ambito dell'iniziativa "REMAP 2030 - A Renewable Energy Roadmap", avviata 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 2016 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 Garanzie di Origine da parte di Paesi non ancora in linea in tal senso, sia per garantire lo scambio internazionale di certificati in maniera affidabile.

Nel 2016 è proseguito il supporto tecnico-specialistico che il GSE fornisce al Ministero dello Sviluppo Economico e al Ministero degli Affari Esteri 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

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 (tutti i Paesi comunitari, oltre a 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 Ministero dello Sviluppo Economico, 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.

Il GSE, nel corso del 2016, ha preso parte a iniziative comunitarie di presentazione delle azioni implementate dagli Stati membri per perseguire gli obiettivi comunitari in materia di fonti rinnovabili ed efficienza energetica. Tra le principali iniziative si segnala la partecipazione alle attività del Progetto "ENSPOL", dedicato all'interpretazione e alla ricezione negli Stati membri dell'articolo 7 della Direttiva 2012/27/UE

sull'efficienza energetica. La partecipazione alle iniziative ENSPOL, di carattere sia convegnistico sia di webinar, hanno permesso di condividere e illustrare ai partecipanti al progetto comunitario gli strumenti regolatori e operativi implementati in Italia nel comparto dell'efficienza energetica, in un'ottica di comparazione dei risultati raggiunti e di lesson learned.

Inoltre, nel corso del 2016, il GSE, d'intesa con il Ministero dello Sviluppo Economico, ha promosso l'organizzazione di iniziative di analisi e comparazione tra l'esperienza italiana e quelle internazionali in materia di Certificati Bianchi, considerata l'elevata competenza nazionale nell'avvio, nello sviluppo e nella gestione nel settore dei Titoli di Efficienza Energetica.

DESIGN
Imaginali

REVISIONE EDITORIALE
postScriptum di Paola Urbani

WWW.GSE.IT