



*Dipartimento di IMPRESA E MANAGEMENT*

*Cattedra: Scienza delle Finanze*

## Gli incentivi alle energie rinnovabili: il caso italiano e il confronto internazionale

**Relatore:**  
Prof. Marco Spallone

**Candidato:**  
Viviana Raffaella Fiorentino  
Matr. 180081

ANNO ACCADEMICO 2015/2016



*Ai miei genitori e a mio fratello,  
per essermi sempre stati vicini  
e per non avermi mai fatto mancare nulla.*

*Grazie.*



# INDICE

INTRODUZIONE.....	7
CAPITOLO 1 .....	9
Le fonti di energia rinnovabili .....	9
1.1 Energia derivante dallo sfruttamento di fonti rinnovabili classiche.....	10
1.1.1 Energia idroelettrica .....	10
1.1.2 Energia geotermica.....	12
1.2 Nuove fonti rinnovabili di energia (NFER).....	13
1.2.1 Energia eolica.....	13
1.2.2 Energia solare.....	15
1.2.3 Biomasse .....	16
CAPITOLO 2.....	18
Gli incentivi per l'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili in Italia .....	18
2.1 Meccanismi di incentivazione e servizi di ritiro dell'energia elettrica .....	22
2.1.1 Cip 6/92.....	22
2.1.2 Conto Energia (CE).....	24
Conto Energia per gli impianti fotovoltaici .....	24
Conto Energia per gli impianti solari termodinamici .....	29
2.1.3 Certificati Verdi (CV) .....	29
2.1.4 Tariffe Onnicomprensive (TO).....	33
2.1.5 Incentivi D.M. 6 Luglio 2012 .....	34
2.1.6 Ritiro Dedicato (RID) .....	36
2.1.7 Scambio sul Posto (SSP).....	37
CAPITOLO 3.....	38
I benefici degli incentivi alle energie rinnovabili: situazione attuale in Italia e loro riduzione .....	38
3.1 Settore elettrico .....	41
3.1.1 Solare .....	44
3.1.2 Eolica .....	45
3.1.3 Idraulica .....	46
3.1.4 Bioenergie .....	47
3.1.5 Geotermica .....	48
3.2 Settore Termico .....	48
3.2.1 Solare .....	50

3.2.2 Biomassa solida.....	51
3.2.3 Geotermica .....	52
3.2.4 Pompe di calore.....	52
3.3 Settore Trasporti .....	53
3.4 Benefici occupazionali.....	53
3.5 Rimodulazione degli incentivi a partire dal 2014.....	58
3.5.1 Rimodulazione degli incentivi per il fotovoltaico.....	58
3.5.2 Rimodulazione degli incentivi per gli impianti IAFR .....	60
CAPITOLO 4.....	62
Confronto internazionale .....	62
4.1 Lo scenario europeo.....	63
4.2. Lo scenario mondiale.....	65
CONCLUSIONI .....	73
Bibliografia .....	75

# INTRODUZIONE

Il 2015 è stato un anno molto importante sotto il profilo di accordi e annunci relativi alle energie rinnovabili.

Sono stati presi impegni, infatti, sia dai Paesi del G7 sia da quelli del G20 volti ad accelerare l'accesso alle energie rinnovabili e a migliorare l'efficienza energetica. L'Assemblea Generale delle Nazioni Unite ha, inoltre, aggiunto l'Obiettivo di Sviluppo Sostenibile (SDG 7: Sustainable Development Goal) a quelli che già si era prefissata in materia di sviluppo energetico sostenibile.

L'evento più importante di quest'anno è stata la COP21, ovvero la ventunesima conferenza sui cambiamenti climatici svoltasi a Parigi a partire dal 30 Novembre 2015. Tale conferenza è stata organizzata dalla Convenzione quadro delle Nazioni Unite sui Cambiamenti Climatici (UNFCCC) e ha permesso il raggiungimento di accordi che hanno portato ben 195 Paesi a fissare il limite per il riscaldamento globale al disotto dei 2°C rispetto ai livelli preindustriali.

È importante sottolineare come, tuttavia, questi accordi non siano ancora vincolanti, essi lo diventeranno solo se verranno ratificati da almeno 55 Paesi che insieme producano almeno il 55% delle emissioni globali di gas serra.

Gli Stati avranno tempo di firmare l'accordo a New York a partire dal 22 Aprile 2016 fino al 21 Aprile 2017 e dovranno adottarlo all'interno dei propri sistemi giuridici al fine di renderlo vincolante.

Parallelamente ai risultati ottenuti dalla COP21, molti Paesi hanno preso impegni per aumentare la quota di energia rinnovabile che soddisfa i consumi energetici nazionali e per aumentare l'efficienza energetica. Questi impegni sono stati sottoscritti da ogni Paese attraverso il proprio Piano di Attuazione Nazionale (INDC).

Dei 189 Stati che hanno sottoscritto gli INDC, 147 hanno menzionato le energie rinnovabili e ben 167 anche l'efficienza energetica al fine di ridurre le emissioni di CO<sub>2</sub>.

In questo ambito l'Europa ha avuto un ruolo chiave, ha fatto, infatti, da apripista con la Direttiva 2009/28/CE con cui ha fissato degli obiettivi che 28 dei suoi Stati membri dovranno raggiungere entro il 2020: con il cosiddetto "Obiettivo 20-20-20" l'Europa tutta si impegna a ridurre le emissioni di gas serra del 20% rispetto al 1990, a ricavare il 20% del fabbisogno di energia da fonti rinnovabili e ad aumentare del 20% l'efficienza energetica.

Sulla base del contesto internazionale sin qui descritto, il presente lavoro si pone l'obiettivo di analizzare in che modo e misura le politiche incentivanti per le energie rinnovabili hanno permesso all'Italia di raggiungere nel 2014 gli obiettivi fissati dalla Direttiva Europea sopra menzionata e ratificati dal PAN 2010, se rimodulare le

modalità incentivanti a seguito del raggiungimento di tali obiettivi sia stata una scelta corretta oppure no e come la performance italiana si pone rispetto a quelle internazionali.

Nel dettaglio: nel primo capitolo verranno descritte le varie tipologie di fonti rinnovabili e i costi di produzione dell'energia ad esse associate; nel secondo capitolo verranno analizzate le varie modalità incentivanti messe in atto dall'Italia, come la loro implementazione abbia facilitato lo sviluppo di un settore precedentemente poco significativo per l'economia nazionale e come esse si siano evolute nel tempo.

Nel terzo capitolo, invece, verranno analizzate la situazione attuale in cui si trova l'Italia a seguito di tali politiche, i benefici in termini economici e occupazionali che esse hanno portato e la loro rimodulazione a seguito del raggiungimento degli obiettivi fissati per il 2020.

Nel quarto ed ultimo capitolo, infine, verrà svolto il confronto tra la performance italiana e quella di altri Paesi, in primis a livello europeo e poi a livello globale.



# CAPITOLO 1

## Le fonti di energia rinnovabili

L'energia che utilizziamo per portare a termine la maggior parte delle nostre attività, dal caricare lo smartphone al timbrare il biglietto prima di salire in metro, dal lavarci il viso la mattina con l'acqua calda all'andare a lavoro o all'università con la macchina, viene prodotta mediante l'utilizzo di due tipologie di fonti di energia: le energie rinnovabili e le energie non rinnovabili.

Nella prima categoria rientrano tutte quelle fonti di energia che, se si prende come unità di misura la vita dell'essere umano, è appropriato definire come non esauribili o con la capacità di ricostituirsi velocemente per poter tornare al livello di utilizzo iniziale. Alcuni esempi possono essere l'energia generata dal calore presente all'interno della Terra, piuttosto che quella generata dal vento o dal sole, quella ottenuta bruciando la legna o tramite le biomasse in generale.

Fanno parte dell'altro genere, invece, quelle fonti che, mantenendo come parametro la precedente unità di misura, possono essere considerate come non in grado di riprodursi in tempi comparabili alla vita umana o che sono destinate ad esaurirsi definitivamente senza avere la capacità di ritornare al livello di precedente utilizzo. Di questa specie sono le energie che derivano dai combustibili fossili, quali gas naturale, petrolio e carbone, o dal nucleare.

È interessante notare come, utilizzando il punto di vista di un contemporaneo, le fonti di energia definibili come "classiche" o "tradizionali" siano quelle non rinnovabili mentre la realtà dei fatti è che esse sono state impiegate solo a partire dalla Rivoluzione Industriale.

È stato proprio il loro utilizzo intensivo nell'ultimo secolo e mezzo che ha portato alle disastrose conseguenze sfociate nel Global Warming, fenomeno che, al momento, ci impone di tornare rapidamente alle nostre origini e riscoprire l'utilizzo delle vere fonti classiche, ovvero quelle rinnovabili.

Correntemente viene fatta un'ulteriore sotto classificazione delle fonti di energia, in particolare tra quelle rinnovabili: si è soliti distinguere, infatti, tra fonti rinnovabili classiche, nuove fonti di energia rinnovabili, dette NFER, e fonti innovative di energia rinnovabile.

Tra le prime rientrano il geotermico e l'idroelettrico, ovvero fonti che vengono sfruttate da un periodo di tempo relativamente lungo tramite tecnologie altamente mature e consolidate.

Fanno parte delle NFER, invece, quelle in cui si sono concentrati la maggior parte degli sforzi economici in investimenti in ricerca e sviluppo nell'ultimo periodo, ovvero l'eolico, le biomasse e il solare fotovoltaico e termico.

Per fonti innovative di energia rinnovabili si intende invece quelle le cui metodologie di sfruttamento sono ancora in una fase di sperimentazione iniziale e che potranno essere utilizzate con successo e convenienza solo in futuro; tra queste ricordiamo la fonte marina e la tecnologia termodinamica a condensazione.

## **1.1 Energia derivante dallo sfruttamento di fonti rinnovabili classiche**

### **1.1.1 Energia idroelettrica**

Una delle fonti di energia rinnovabili più utilizzate per produrre elettricità è l'energia idroelettrica. Lo sfruttamento dell'energia idroelettrica permette di trasformare l'energia cinetica e potenziale dell'acqua in energia meccanica che, tramite l'utilizzo di turbine, genera a sua volta energia elettrica.

Al giorno d'oggi la diffusione di tale tecnologia è quasi capillare, non è difficile trovare un corso d'acqua a cui sia stata affiancata una diga o una centrale idroelettrica, ma ci sono le possibilità per un uso ancora più intensivo di questa fonte, basti pensare a tutti gli impianti ex novo che potrebbero essere realizzati in prossimità di corsi d'acqua di più modesta entità.

Per capire quanto è importante questa fonte di energia basta pensare che quasi il 90% della produzione mondiale di energia elettrica da FER viene ottenuta tramite impianti idroelettrici e che l'energia potenziale generata dallo sfruttamento di tutti i corsi d'acqua rilevanti potrebbe generare centinaia di milioni di chilowatt.

Ciò fa capire come essa sia una tecnologia matura e abbondantemente perfezionata, tale da rendere i suoi costi di produzione dell'elettricità tra i più convenienti del settore.

Uno dei principali limiti però che caratterizza l'utilizzo di impianti idroelettrici è costituito dai regimi variabili dei corsi d'acqua, può capitare, quindi, che si abbia difficoltà a produrre il quantitativo di energia richiesto dal mercato in determinati periodi dell'anno, ma tramite l'utilizzo di dighe si riesce ad ovviare a questo problema con non troppa difficoltà.

Gli impianti idroelettrici presentano caratteristiche spesso molto diverse tra loro che rendono le loro produttività non facili da calcolare e ciò si riflette nella difficoltà di stabilire, in maniera univoca, il costo dell'energia elettrica prodotta sfruttando tale fonte. Tuttavia, tramite delle opportune e necessarie generalizzazioni, si può riuscire in questo intento, arrivando quindi ad identificare approssimativamente il costo di un kilowattora di elettricità.

Uno studio<sup>1</sup> sui costi di generazione dell'energia elettrica da fonti rinnovabili ha preso in considerazione quattro diverse tipologie di sistemi idroelettrici:

- tre a basso salto e di dimensioni grandi, piccole e piccolissime;
- uno ad alto salto e di potenza tale da essere catalogato tra i piccoli impianti.

Tale ricerca ha evidenziato come i costi di investimento per gli impianti a basso salto siano generalmente più elevati rispetto a quelli dell'altra categoria.

Ciò si spiega in quanto, avendo fissato la quantità di energia producibile ad un dato livello per entrambe le categorie di impianto, la portata idrica che un impianto a basso salto si trova a dover gestire è notevolmente maggiore rispetto a quella di uno ad alto salto e tale differenza sfocia nella differenza di costo che c'è tra le due tipologie.

Da tenere in considerazione nel calcolare i costi di produzione di tale tipo di energia è anche il tempo di realizzazione degli impianti. È noto infatti che le opere di costruzione dell'impianto possono durare tra i tre e i quindici anni; costo e tempo a cui vanno sommati anche gli oneri per elaborare gli studi di impatto ambientale che le regioni richiedono per il rilascio delle concessioni e il contributo da versare ai comuni su cui insistono le opere di captazione delle acque e di trasformazione dell'energia che può ammontare fino anche al 5% del fatturato annuo dell'impianto.

Ovviamente al lungo periodo di realizzazione dell'impianto corrisponde anche un lungo periodo di ammortamento per il loro ammortamento, che in generale si attesta intorno agli 8 – 10 anni, e anche un lungo periodo di vita, in media superiore ai 30 anni.

*Il costo finale di un kilowattora di elettricità prodotta mediante tecnologia idroelettrica può variare quindi, dai 9,6 centesimi di euro per l'elettricità prodotta mediante un impianto a basso salto di potenza maggiore di 10MW, ai 17,42 centesimi di euro per l'energia elettrica generata da un sistema a basso salto di piccola potenza (inferiore a 1MW)<sup>2</sup> (Lorenzoni, et al., 2007).*

Risulta evidente, quindi, come sia più conveniente realizzare un impianto ad alta potenza nel caso in cui esso sia a basso salto e con ciò si spiega anche come non siano ancora stati utilizzati pienamente tutti i possibili corsi d'acqua come si faceva riferimento all'inizio del capitolo.

Fermo restando che la tecnologia alla base dello sfruttamento dei corsi d'acqua come fonte di energia sia una delle più consolidate e mature tra le fonti rinnovabili, sono necessari ulteriori investimenti in ricerca e sviluppo per rendere economicamente sostenibile lo sfruttamento a pieno di tutta la potenza energetica che abbiamo a disposizione e a questo scopo si sono riuniti numerosissimi team in tutto il mondo che non mancano di stupirci ogni volta con le loro brillanti invenzioni.

---

<sup>1</sup> Lorenzoni A. e L. Bano, *I costi di generazione di energia elettrica da fonti rinnovabili*, 2007 [24]

<sup>2</sup> Lorenzoni A. e L. Bano, 2007 op. citata [24]

### 1.1.2 Energia geotermica

L'energia geotermica è una forma di energia che sfrutta il calore presente all'interno della crosta terrestre. È interessante sapere che questo tipo di produzione di energia sfrutta sia il suolo sia l'acqua intrappolata sotto la superficie. Come è facile intuire le aree più idonee allo sfruttamento sono quelle nei pressi dei vulcani o quelle nel cui sottosuolo sono presenti magmi in che sono in via di raffreddamento nei pressi della superficie.

Nella maggior parte della superficie terrestre la temperatura si innalza con l'aumento della profondità con una proporzione pari a circa 3°C ogni 100 metri. Ciononostante non sono rari i casi di "anomalie geotermiche", ossia la presenza di gradienti geotermici di gran lunga superiori allo standard, che possono arrivare anche fino a 9-12° centigradi ogni 100 metri di profondità.

Lo sfruttamento di questa fonte di energia presenta però dei caveat: perché si possa parlare di fonte rinnovabile è necessario, infatti, che il fluido geotermico presente nel serbatoio roccioso sottostante sia sempre disponibile; ciò viene garantito tramite la presenza di una fonte di alimentazione esterna che reimmetta in circolo il fluido sottratto dall'utilizzazione.

Questa fonte di energia, però, ha anche una grande peculiarità: contrariamente al caso dell'energia idroelettrica, sfruttando il calore interno alla Terra si può assicurare una produzione costante di energia tutto l'anno in quanto l'elemento alla base di tale fonte, il calore terrestre, è per sua natura una fonte inesauribile e continua.

Questo importante fattore rende l'energia geotermica molto più affidabile ed efficiente rispetto ad altre fonti rinnovabili che presentano un'elevata variabilità nei regimi di produzione durante l'anno, come ad esempio l'eolico o il solare.

Un'altra importante caratteristica di questa fonte di energia è che, posta a paragone con le altre rinnovabili, permette di installare maggiore potenza con singoli impianti e, di conseguenza, permette di produrre una più grande quantità di energia.

Gli impianti che sfruttano l'energia geotermica, inoltre, possono essere affiancati modularmente da nuovi impianti in modo tale da aumentare la quantità di energia prodotta e servire maggiori fabbisogni.

Laddove ci siano gradienti geotermici superiori alla media è possibile sfruttare questa maggiore potenzialità per produrre, sfruttando la stessa area, sia energia elettrica sia calore, così da poter applicare in più modi i risultati di uno stesso impianto.

In media i costi per la messa in funzione di una centrale geotermoelettrica sono circa pari a 2500 €/KW. La vita media di un impianto è di circa 30-50 anni e una volta

rientrati dell'investimento iniziale, ciò generalmente avviene nell'arco di 10-15 anni, i costi di esercizio e manutenzione dell'impianto subiscono un calo del 50-70%.

Data l'implementazione delle più recenti tecnologie nelle centrali geotermoelettriche, si sta assistendo ad un decremento dei costi di produzione: infatti, *se nel 2005 per produrre un MWh di energia sfruttando tale fonte era necessario sostenere un costo che si aggirava tra i 50 e i 150 €, attualmente costa all'incirca tra i 40 e i 100 € e le previsioni per il 2020 segnalano una diminuzione del valore relativo all'estremo superiore di tale range di ulteriori 20 €, arrivando quindi ad un intervallo di 40-80 €<sup>3</sup>* (Lorenzoni, et al., 2007).

## **1.2 Nuove fonti rinnovabili di energia (NFER)**

### **1.2.1 Energia eolica**

L'energia eolica consiste nella conversione dell'energia cinetica del vento in energia elettrica o meccanica. È una fonte di energia molto diffusa sul nostro pianeta, secondo varie stime, infatti, il livello complessivo di potenza eolica che sarebbe possibile sfruttare per ricavare energia si aggirerebbe tra i 1800 e 4000 TW. Considerati come numeri assoluti non sembrano avere molta rilevanza, ma se rapportati al fabbisogno energetico di base complessivo mondiale ci si può facilmente rendere conto dell'ordine di grandezza di tale fonte: il fabbisogno energetico totale dell'umanità è infatti solo di 20 TW<sup>4</sup>, abbiamo a disposizione una fonte di energia che ci potrebbe permettere di soddisfare consumi tra le 90 e le 200 volte superiori rispetto al livello attuale.

Gli impianti eolici si distinguono, in base alla loro localizzazione sul territorio, in:

- impianti on-shore se sono situati sulla terraferma;
- impianti off-shore se, al contrario, sono in mare.

Gli impianti sulla terraferma possono essere costituiti anche da un singolo aerogeneratore, ma solitamente sono costituiti da un gruppo di turbine eoliche, dette Wind farm, collegate ad un'unica linea che permette il trasporto dell'energia prodotta verso una rete locale o nazionale.

Gli impianti off-shore sono collocati invece in mare. Essi si trovano solamente raggruppati in installazioni multi megawatt, di dimensioni molto grandi, ciò perché la tecnologia alla base di tale forma di produzione di energia non è ancora nella fase di maturità e presenta, quindi, sia costi molto elevati sia notevoli difficoltà per il collegamento alla rete elettrica, motivo per il quale sarebbe antieconomico installare turbine eoliche singole.

---

<sup>3</sup> Lorenzoni A. e L. Bano, op. citata [24]

<sup>4</sup> Cfr. <http://www.kitegen.com/it/tecnologia/dati-sul-vento> (KiteGen, 2009) [23].

I vantaggi offerti dagli impianti off-shore sono da ricercarsi, innanzitutto, nella qualità del vento, che in mare è molto più uniforme e più potente che non sulla terraferma, ma anche, nel risparmio di suolo, prezioso soprattutto nei territori densamente popolati. In linea di massima, un impianto eolico, per essere giudicato competitivo, deve essere in grado di generare elettricità in maniera affidabile e a costi relativamente bassi, durante un arco temporale di circa venti anni. Ovviamente, più la redditività dell'impianto è elevata, più i costi da sostenere per produrre un chilowattora di elettricità sono bassi.

Così come per le altre fonti di energia rinnovabile, risulta difficile stabilire in maniera univoca il costo dell'energia prodotta tramite lo sfruttamento del vento. Questo avviene a causa di diversi fattori:

- le diverse caratteristiche degli impianti;
- le diverse caratteristiche morfologiche delle aree in cui possono sorgere le wind farm;
- i diversi regimi di vento che insistono sugli impianti;
- le diverse condizioni ambientali.

Tuttavia, facendo delle opportune generalizzazioni è possibile giungere con un grado di affidabilità soddisfacente a stabilire l'ordine di grandezza del costo di un kilowattora di elettricità ricavata dal vento.

Anche nel caso di questa fonte di energia i costi di investimento e di esercizio degli impianti sono diminuiti a seguito dell'implementazione di nuove tecnologie e della presenza di economie di scala nella realizzazione delle wind farm.

Facendo riferimento nuovamente allo studio sopramenzionato avente ad oggetto la valutazione dei costi che derivano dallo sfruttamento di fonti rinnovabili<sup>5</sup>, la fonte eolica risulta, messa a confronto con altre rinnovabili, abbastanza conveniente, soprattutto se l'energia viene prodotta utilizzando impianti eolici isolati connessi in rete di media tensione.

L'analisi di cui sopra ha preso in esame tre diverse tipologie di soluzioni impiantistiche:

- un impianto eolico isolato, costituito, cioè, da un solo aerogeneratore di potenza pari a 2 MW, connesso in rete in media tensione;
- un parco eolico costituito da 16 aerogeneratori di potenza pari a 0,5 MW ciascuno, per complessivi 8 MW installati, considerato quindi di media dimensione essendo di potenza inferiore a 10 MW, connessi in rete in media tensione;
- un parco eolico composto da 20 aerogeneratori di potenza pari a 1,5 MW ciascuno, per complessivi 30 MW installati, considerato quindi grandi dimensioni poiché di potenza superiore a 10 MW), connessi in rete in alta tensione<sup>6</sup> (Lorenzoni, et al., 2007).

---

<sup>5</sup> Lorenzoni A. e L. Bano, 2007, op. cit. [24]

<sup>6</sup> Lorenzoni A. e L. Bano, 2007, op. cit. [24]

Dallo studio emerge che, assumendo come ipotesi di base una vita media utile degli impianti di circa 20 anni, il costo di un kilowattora di energia elettrica prodotta varia in base alla dimensione della soluzione impiantistica in esame e alla tensione della connessione di rete di tale soluzione, in particolare, elencati in ordine crescente di costo:

- per un impianto di grandi dimensioni connesso in alta tensione il costo medio è pari a 10,48 centesimi di euro di cui 8,68 centesimi attribuibili ai costi di investimento e 1,80 centesimi di euro imputabili ai costi di esercizio;
- *nel caso di un sistema eolico connesso in media tensione, il costo di un kilowattora di elettricità prodotto risulta essere di poco inferiore, ovvero pari a 10,12 centesimi di euro. In questo caso il calo del costo è attribuibile alla componente dei costi di investimento, pari a 7,82 centesimi di euro per kilowattora, mentre i costi di esercizio risultano in crescita rispetto a quelli del sistema di grandi dimensioni, si attestano infatti intorno ai 2,30 c€/kWh (Lorenzoni, et al., 2007);*
- l'aerogeneratore singolo connesso in media tensione sostiene dei costi di produzione che risultano essere i più alti tra le diverse soluzioni impiantistiche esaminate: abbiamo infatti circa 2,71 centesimi di euro per kilowattora di costi di esercizio, mentre i costi di investimento risultano i più bassi in assoluto, circa 6,73 centesimi di euro per ogni kilowattora prodotto. Ciò incide in maniera molto pronunciata sul costo finale dell'elettricità prodotta, rendendola, nell'ambito dei tre casi considerati, la più economica, attestandosi a circa 9,44 centesimi di euro per ogni kilowattora prodotto.

### **1.2.2 Energia solare**

Lo sfruttamento dell'energia solare come fonte di produzione viene realizzato tramite l'utilizzo di tre diverse tecnologie: il fotovoltaico, il solare termico e il solare termodinamico.

Il fotovoltaico trasforma in maniera diretta l'energia solare incidente sulla superficie terrestre in energia elettrica, sfruttando le proprietà fisiche di materiali semiconduttori, tra i quali quello più utilizzato di frequente è il silicio.

Il solare termico utilizza l'effetto termico del Sole per produrre calore a bassa temperatura da utilizzare in ambito industriale o domestico.

Il solare termodinamico utilizza la radiazione diretta del sole e la concentra tramite specchi per creare alte temperature. È impiegata principalmente per la produzione di energia elettrica, ma anche in processi chimici ad alta temperatura, quali, ad esempio, la produzione di idrogeno tramite dissociazione dell'acqua e viene utilizzata anche per la semplice produzione di calore.

Le principali voci di costo per quanto riguarda la produzione di energia elettrica da fonte fotovoltaica sono i costi di investimento e quelli di esercizio e manutenzione. Secondo quanto riportato da numerosi studi, i costi di manutenzione variano tra lo 0,8% e il 3% del costo di investimento<sup>7</sup>. *Se si considera un valore di produzione netta media di 1300 kWh/kW per anno e si fa riferimento a un impianto domestico di 3 kW di potenza nominale, che copre una superficie di circa 20 m<sup>2</sup> con efficienza media del 15%, si può affermare che il costo dell'investimento è dell'ordine dei 6500 euro per ogni kilowatt installato, mentre il costo di un kilowattora di elettricità prodotta mediante tale tecnologia è di circa 50 centesimi di euro, di cui solo 42 centesimi di euro attribuibili ai costi di investimento e circa 8 centesimi di euro imputabili ai costi operativi (Lorenzoni, et al., 2007).*

### 1.2.3 Biomasse

L'utilizzo delle biomasse come fonte di energia si concretizza nello sfruttamento di sostanze di origine animale e vegetale, non fossili, secondo varie modalità.

Le biomasse includono i sottoprodotti dell'industria di legno, dei residui di agricoltura, dell'allevamento, della potatura e del mantenimento dei parchi urbani ognuno dei quali può essere usato per generare elettricità, riscaldare o produrre carburanti per veicoli.

Le tre principali filiere che rappresentano il settore delle biomasse sono:

- La filiera del legno;
- La filiera dell'agricoltura;
- La filiera degli scarti e dei rifiuti;

Il costo dell'energia prodotta mediante valorizzazione di biomasse è tuttavia ancora abbastanza elevato rispetto a quello relativo alle fonti fossili.

*Attualmente, se si considera un impianto alimentato a biomasse solide per la produzione di energia elettrica avente una taglia di circa 17 MWh, si calcola che il costo medio per generare un chilowattora di elettricità è di circa 20,5 centesimi di euro<sup>8</sup>.*

*Il costo dell'elettricità prodotta da un impianto delle medesime dimensioni alimentato a oli vegetali è di circa 15,28 centesimi di euro per kWh (Lorenzoni, et al., 2007).*

I motivi che sono alla base del mancato sviluppo del settore dello sfruttamento energetico delle biomasse rispetto alle altre fonti rinnovabili sono per la maggior parte legati alla presenza di barriere non di ordine tecnico quali:

---

<sup>7</sup> Lorenzoni A. e L. Bano, 2007, op. cit. [24]

<sup>8</sup> Lorenzoni A. e L. Bano, *I costi di generazione di energia elettrica da fonti rinnovabili*, 2007 [24]



- Normative restrittive previste dalla politica agricola della Comunità Europea;
- Difficoltà nel finanziamento dei costi di investimento;
- Diffusione inadeguata delle informazioni che permetterebbero l'ottimizzazione dei costi su tutta la filiera che porta all'utilizzo delle biomasse.

## CAPITOLO 2

### **Gli incentivi per l'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili in Italia**

Il settore delle energie rinnovabili, al pari di quello delle energie tradizionali, è caratterizzato dalla necessità di un ingente investimento iniziale per la messa in opera dell'impianto di produzione, al quale però seguono profitti in larga parte costanti e prevedibili.

È un settore molto conveniente in cui investire in quanto i costi sono simili per categorie di impianto e l'energia viene rivenduta ad un prezzo uguale per tutti i siti di produzione collocati in una stessa zona, è facile quindi calibrare un investimento per ottenere il massimo della redditività.

Tuttavia sono presenti numerose difficoltà che rendono gli investimenti scarsi e di difficile programmazione: innanzitutto abbiamo la presenza di iter autorizzativi lunghi e che spesso non hanno una scadenza prefissata, non è raro infatti il caso di progetti per impianti di produzione rimasti bloccati per decenni, soggetti al continuo rimpallo tra un ente e l'altro, arenatisi a causa di normative non chiare e che non definiscono in maniera univoca a chi spetti la competenza per approvare tali progetti; in secondo luogo c'è la difficoltà di ricevere finanziamenti per queste opere da parte di istituti di credito, come si è già detto i tempi di realizzazione degli impianti sono spesso lunghi e i tempi per ottenere le autorizzazioni necessarie incerti.

A queste difficoltà, presenti in numerosi settori anche totalmente diversi da quello di cui stiamo trattando, si vengono ad aggiungere anche quelle specifiche del settore: sono presenti numerose discontinuità normative in materia di incentivi per le energie rinnovabili. Tali discontinuità hanno visto la revisione a ribasso degli incentivi, quella dei conseguenti rendimenti per gli investitori e soprattutto sono state la causa di una grande incertezza nella programmazione degli investimenti dagli operatori.

Proprio a causa delle caratteristiche intrinseche al settore, quali tempi lunghi di richiesta delle autorizzazioni, della messa in opera degli impianti e del loro ammortamento, sarebbe necessaria una stabilità di medio-lungo periodo e il cambiamento delle norme da un anno all'altro non fa altro che rallentare un settore che invece ha un'importanza fondamentale per la nostra economia a lungo termine.

L'Italia infatti è fortemente dipendente dall'estero per quanto riguarda la sostenibilità dei nostri consumi energetici e proprio a causa di questa dipendenza si è iniziato ad investire negli incentivi alle rinnovabili, allo scopo di diversificare le fonti energetiche utilizzate.

La prima tranche di incentivi tra il 2005 e il 2010 fu molto favorevole per lo sviluppo del settore, soprattutto per l'eolico e il fotovoltaico.

Le rinnovabili tuttavia non hanno ancora conseguito la grid parity, ovvero la parità dei costi intesa come la coincidenza del prezzo di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili e del prezzo dell'energia tradizionale, e pertanto in questa fase gli incentivi rimangono determinanti per lo sviluppo del settore.

L'Unione Europea ha prefissato obiettivi ambiziosi nel settore della produzione energetica da fonte rinnovabile in generale (in particolare il 20% del consumo energetico complessivo da fonti rinnovabili entro il 2020), imponendo ai singoli Stati membri la predisposizione di adeguate misure di supporto al fine di assicurare la competitività dell'industria delle FER e quindi un abbassamento dei costi in tale settore.

Molti Stati europei hanno quindi implementato negli ultimi anni sistemi di supporto finanziario al fine di incoraggiare lo sviluppo delle energie rinnovabili, che si possono principalmente ricondurre alle seguenti due categorie:

- strumenti basati sul prezzo: viene stabilito un importo fisso corrisposto per l'acquisto di energia da fonte rinnovabile, come ad esempio le feed-in tariffs o le cosiddette tariffe incentivanti;
- strumenti basati sulla quantità: viene legislativamente previsto l'ammontare di energia rinnovabile da dover essere prodotta, ad esempio i renewable portfolio standards.

Attraverso i suoi strumenti attuativi, l'Unione Europea ha assunto un ruolo di riferimento su scala mondiale nella lotta al cambiamento climatico agendo sullo «stimolo della domanda» di tecnologie pulite e concentrando gli interventi su tre fronti: lo sviluppo delle fonti rinnovabili, l'incremento dell'efficienza energetica e la ricerca nel settore energetico.

Queste politiche, unite al calo dei consumi dovuto anche agli effetti della crisi economica internazionale, hanno consentito all'Europa di raggiungere con sei anni di anticipo il proprio obiettivo di riduzione delle emissioni al 2020 e all'Italia di raggiungere con altrettanto anticipo gli obiettivi definiti per le rinnovabili.

L'attività dell'Unione Europea ha permesso anche lo sviluppo di una maggiore sensibilità ai rischi e alle opportunità derivanti dalla difficile situazione climatica in cui ci troviamo anche in altri Paesi chiave nella riuscita del piano di aumento della quota di produzione da FER sul totale dell'energia prodotta come gli Stati Uniti e le economie emergenti.

Quanto agli obiettivi complessivi rispetto alla direttiva rinnovabili (2009/28/CE), l'ultimo report di giugno<sup>9</sup> ha mostrato come l'Unione preveda il superamento dei target preassegnati al 2020 per una ventina di Paesi.

L'Italia è risultata essere una tra questi.

I progressi compiuti dall'UE sono stati valutati in base ai dati Eurostat per il 2013 e alle proiezioni elaborate secondo il modello *Green – X* per il 2014. La previsione per il nostro Paese è stata confermata dalla terza relazione biennale (Progress Report) presentata a Bruxelles a dicembre 2015 con dati aggiornati al 2014.

In Italia, a fine 2014, il 17,07 % dei consumi finali di energia è stato coperto grazie alle fonti rinnovabili, il maggior contributo fornito dal settore termico, con il 49% dei consumi totali di energia rinnovabile, seguito dall'elettrico con il 46% e dai trasporti con il 5%, superando l'obiettivo previsto per l'Italia dalla direttiva 2009/28/CE pari al 17% al 2020<sup>10</sup>.

*I risultati raggiunti sono, quindi, di molto al di sopra rispetto alle proiezioni elaborate nel 2010 per la redazione del Piano di Azione Nazionale (PAN).*

*Il Progress Report aggiorna dunque le stime al 2020 dei consumi finali lordi da fonti rinnovabili nei diversi settori di impiego. Nel farlo tiene conto delle previsioni contenute nella Strategia Energetica Nazionale (SEN), approvata nel 2013, secondo la quale al 2020 almeno il 19% dei consumi totali potrebbero essere coperti da fonti rinnovabili (GSE, 2015).*

**Figura 1 Quota dei consumi finali da fonti rinnovabili e target 2020**

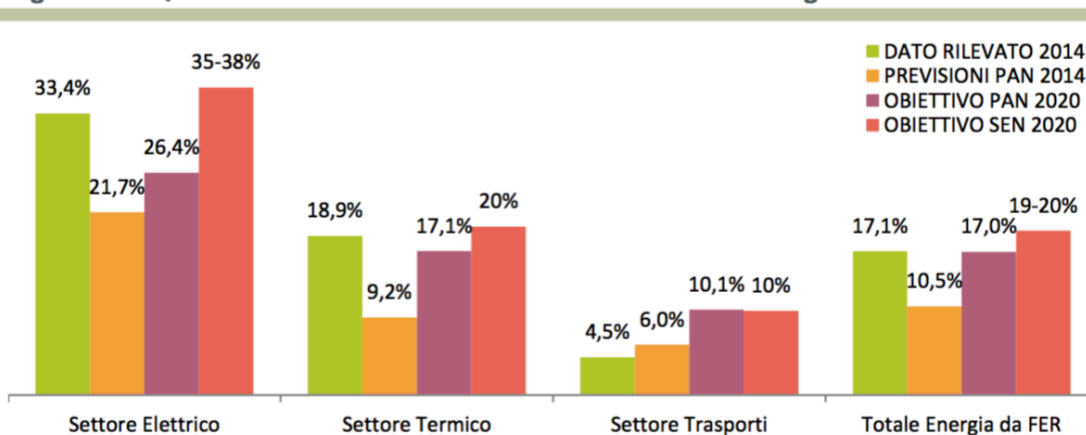


Figura 1: GSE - "Rapporto attività 2015" (GSE, 2015)

<sup>9</sup> «Relazione sui progressi compiuti nel campo delle energie rinnovabili», COM (2015)

[2]

<sup>10</sup> GSE, "Rapporto attività 2015" [14]

**Tabella 1 Serie storica delle quote settoriali e complessive di energia da fonti rinnovabili**

SETTORE	2009	2010	2011	2012	2013	2014
FER – Risc. e raffr. (%)	16,43%	15,64%	13,82%	16,98%	18,10%	18,89%
FER-E (%)	18,81%	20,09%	23,55%	27,42%	31,30%	33,42%
FER-T (%)	3,68%	4,57%	4,66%	5,68%	4,93%	4,48%
<b>Quota complessiva di FER (%)</b>	<b>12,78%</b>	<b>13,02%</b>	<b>12,88%</b>	<b>15,44%</b>	<b>16,74%</b>	<b>17,07%</b>
di cui da mecc. i cooperazione (%)	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
surplus da mecc. di cooperazione (%)	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%

Tabella 1: GSE - "Rapporto attività 2015" (GSE, 2015)

Come è possibile notare dal grafico di seguito inserito, l'andamento dei consumi totali soddisfatti tramite la produzione di energia da FER risulta essere di gran lunga superiore rispetto a quello pianificato nel PAN nel 2010. Questo andamento è frutto della performance che le FER hanno avuto nei tre ambiti di riferimento del PAN e della pianificazione europea, ovvero il consumo da FER per il riscaldamento e il raffreddamento, per l'elettricità e per i trasporti.

L'area in cui il nostro Paese è riuscito di più è quella del riscaldamento e del raffreddamento, l'andamento dei suoi consumi, infatti, è molto simile a quello dei consumi totali.

Nell'area dell'elettricità si assiste ad un graduale ma pressoché costante aumento della quota di consumi soddisfatti da FER, mentre nei trasporti le previsioni del PAN 2010 si sono rivelate abbastanza accurate, si prevede infatti il raggiungimento dell'obiettivo prefissato nonostante una leggera flessione registrata nella quota relativa dei consumi nell'ultimo biennio.

**Figura 2 Andamento dei consumi da fonti rinnovabili e confronto con le traiettorie del PAN**

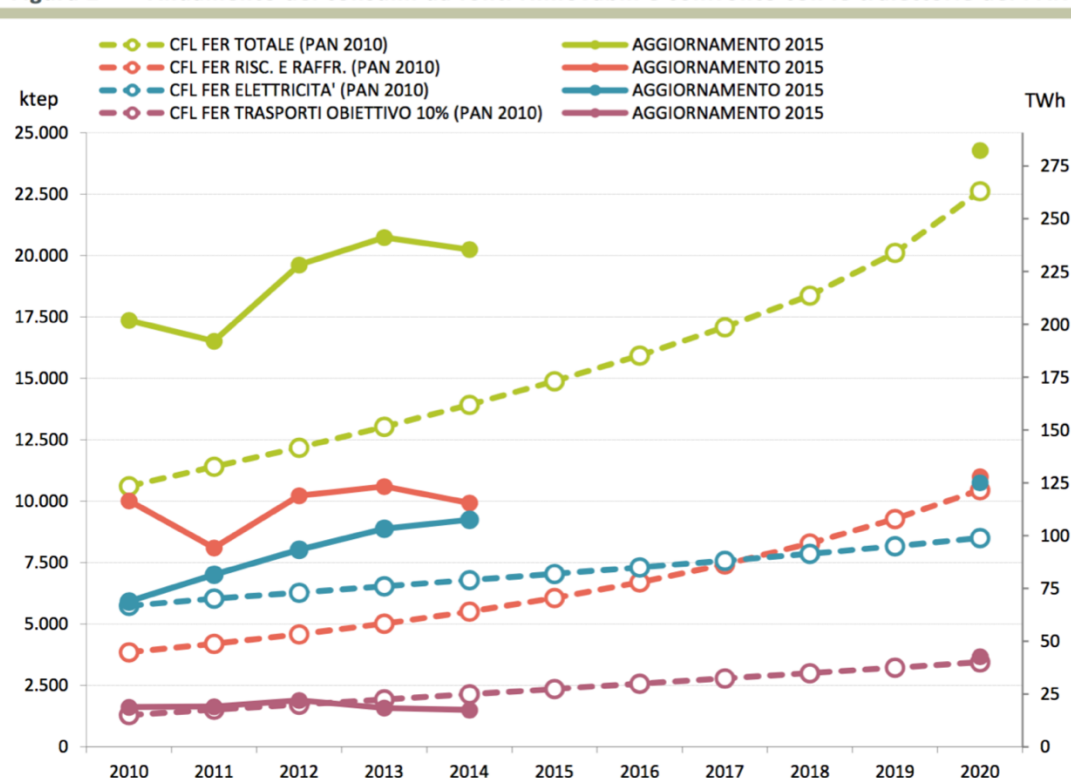


Figura 2: GSE - "Rapporto attività 2015" (GSE, 2015)

## **2.1 Meccanismi di incentivazione e servizi di ritiro dell'energia elettrica**

Lo Stato italiano ha previsto numerose modalità di incentivazione dell'energia elettrica prodotta da FER. Tali meccanismi sono cambiati e si sono succeduti nel corso degli anni per meglio accordarsi ad una logica di orientamento al mercato e di riduzione del livello di incentivazione, a seguito dell'aumento della potenza energetica derivante da fonti di energia rinnovabili e della riduzione dei costi di produzione derivanti da un aumento della quantità di energia prodotta e dall'implementazione di tecnologie migliori, più efficienti e in generale più mature.

Le modalità di incentivazione si dividono in meccanismi di incentivazione in senso stretto e in servizi di ritiro dell'energia elettrica.

I meccanismi di incentivazione sono, nell'ordine di trattazione nel corso di questo capitolo:

- Cip 6/92
- Conto Energia (CE)
- Certificati Verdi (CV)
- Tariffe Onnicomprensive (TO)
- Incentivi D.M. 6 luglio 2012.

I servizi di ritiro dell'energia elettrica sono, invece:

- Ritiro Dedicato (RID)
- Servizio di Scambio sul Posto (SSP).

### **2.1.1 Cip 6/92**

*Il Cip 6/92 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 (GSE, 2015).*

Al momento non si può più accedere questa modalità di incentivazione, ma essa rimane comunque riconosciuta a quegli impianti che ne hanno fatto richiesta durante il periodo di vigenza dell'incentivo.

Tramite questo meccanismo di incentivazione il GSE ritira l'energia prodotta dagli impianti pagando ai produttori un corrispettivo precedentemente definito e poi procede alla collocazione sul mercato dell'energia ritirata.

Quindi i ricavi derivanti dalla vendita dell'energia sul mercato e, a partire dal 2003, quelli derivanti dalla vendita dei Certificati Verdi di titolarità del GSE contribuiscono alla copertura dell'onere sostenuto dal GSE, mentre la parte residua dell'onere viene inclusa dall'Autorità per l'energia elettrica il gas ed il sistema idrico tra gli oneri di sistema e posta a carico della componente tariffaria A3 che grava direttamente sui consumatori finali.

Tra il 2001 e il 2014 il GSE ha ritirato un volume complessivo di energia pari a circa 557 TWh per un controvalore cumulato di circa 60,1 miliardi di euro, ovvero con una remunerazione media pari a circa 108 €/MWh<sup>11</sup>.

Nella seguente tabella si evidenzia anno per anno la copertura dell'onere sostenuto dal GSE per tipologia di fonte e di ricavo. Bisogna tuttavia precisare che:

- le modalità di vendita dell'energia Cip 6/92 al mercato non prevedono una differenziazione tra energia prodotta da impianti alimentati da fonti assimilate<sup>12</sup> che, quindi, vengono collocate allo stesso prezzo;
- ai fini della determinazione dell'esigenza di gettito A3 per ogni singola tipologia di fonte, i ricavi derivanti dalla vendita dei Certificati Verdi sono ripartiti tra fonti assimilate e fonti rinnovabili proporzionalmente all'energia ritirata dal GSE.

---

<sup>11</sup> Dati GSE 2015 [4]

<sup>12</sup> Nella categoria delle fonti definite assimilate (legge 9/1991) ricadono la cogenerazione, il calore recuperabile dai fumi di scarico e da impianti termici, elettrici o da processi industriali, da impianti che usano gli scarti di lavorazione o di processi e che utilizzano fonti fossili prodotte solo da giacimenti minori isolati.

**Tabella 8 Copertura dell'onere di ritiro dell'energia, ex art.3 c.12 D.Lgs. 79/1999 nel periodo 2001-2014: suddivisione per tipologia di fonte e di ricavo**

	2001		2002		2003		2004		2005		2006		2007	
	€ mln	€/MWh	€ mln	€/MWh	€ mln	€/MWh	€ mln	€/MWh	€ mln	€/MWh	€ mln	€/MWh	€ mln	€/MWh
<b>Fonti Assimilate</b>														
Costo di ritiro energia	3.468	84,6	3.380	79,9	3.429	82,3	3.696	85,3	4.044	97,9	4.428	111,6	3.750	97,8
Vendita energia	2.298	56,1	2.124	50,2	2.301	55,2	2.202	50,8	2.165	50	2.200	55,4	2.333	60,9
Ricavi vendita CV	-	-	-	-	152	3,6	125	2,9	82	1,9	3	0,1	-	-
Esigenza gettito A3	1.170	28,6	1.256	29,7	976	23,4	1.369	31,6	1.797	46	2.224	56	1.417	37
<b>Fonti Rinnovabili</b>														
Costo di ritiro energia	1.232	98,2	1.289	110,1	1.538	125,8	1.740	130,3	1.722	173,2	1.771	189,7	1.484	179,9
Vendita energia	704	56,1	588	50,2	675	55,2	678	50,8	395	50	518	55,4	502	60,9
Ricavi vendita CV	-	-	-	-	45	3,6	39	2,9	15	1,9	1	0,1	-	-
Esigenza gettito A3	528	42,1	701	59,9	818	66,9	1.023	76,6	1.312	121,3	1.253	134,2	982	119,1
<b>Totale</b>														
Costo di ritiro energia	4.700	87,8	4.669	86,5	4.967	92,1	5.436	95,7	5.766	112,5	6.199	126,4	5.234	112,4
Vendita energia	3.002	56,1	2.712	50,2	2.976	55,2	2.880	50,8	2.560	50	2.718	55,4	2.835	60,9
Ricavi vendita CV	-	-	-	-	197	3,6	164	2,9	97	1,9	3	0,1	-	-
Esigenza gettito A3	1.698	31,7	1.957	36,2	1.794	33,3	2.392	42,2	3.109	60,6	3.477	70,9	2.399	51,5

	2008		2009		2010		2011		2012		2013		2014	
	€ mln	€/MWh	€ mln	€/MWh	€ mln	€/MWh	€ mln	€/MWh	€ mln	€/MWh	€ mln	€/MWh	€ mln	€/MWh
<b>Fonti Assimilate</b>														
Costo di ritiro energia	3.892	113,5	2.871	97,8	2.806	88,9	2.279	104,5	2.228	121,5	1.491	118,2	908	100,9
Vendita energia	2.508	73,2	1.998	63,3	2.037	64,6	1.613	74	1.444	78,7	859,5	68,1	483,9	53,8
Ricavi vendita CV	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Esigenza gettito A3	1.384	40,4	873	34,4	769	24,4	666	30,5	784	42,7	631,7	50,08	424	47,1
<b>Fonti Rinnovabili</b>														
Costo di ritiro energia	1.481	199,3	1.256	183,5	1.092	177,8	882	180,7	748	182,6	607,9	186,8	468	189,5
Vendita energia	544	73,2	433	63,3	369	64,6	361	74	322	78,7	221,7	68,1	132,7	53,8
Ricavi vendita CV	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Esigenza gettito A3	937	126,2	822	120,2	696	113,2	521	106,8	426	104	386,2	118,68	334,9	135,7
<b>Totale</b>														
Costo di ritiro energia	5.373	128,8	4.127	114	3.898	103,4	3.161	118,4	2.976	132,6	2.099	132,3	1.375	119,9
Vendita energia	3.051	73,2	2.431	63,3	2.406	64,6	1.974	74	1.766	78,7	1.081	68,1	617	53,8
Ricavi vendita CV	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Esigenza gettito A3	2.322	55,7	1.695	50,6	1.465	38,8	1.187	44,4	1.210	53,9	1.018	64,1	759	66,2

Tabella 2: GSE – “Rapporto Attività 2015” (GSE, 2015)

Nel 2015 il GSE ha ritirato dai produttori Cip 6/92 un volume di energia pari a 9,1 TWh, 2,4 TWh in meno rispetto all'anno precedente per effetto della progressiva scadenza delle convenzioni e delle risoluzioni anticipate nel 2014.

## 2.1.2 Conto Energia (CE)

Il Conto Energia è un sistema di incentivazione appositamente istituito per gli impianti solari termodinamici e solari fotovoltaici che prevede un premio incentivante fisso erogato in base all'energia immessa in rete dall'impianto di produzione.

La disciplina relativa al Conto Energia si articola diversamente a seconda che si riferisca agli impianti fotovoltaici o a quelli termodinamici.

### Conto Energia per gli impianti fotovoltaici

Nel caso degli impianti fotovoltaici lo schema è stato rivisto dall'ultimo provvedimento di incentivazione, il quinto Conto Energia (D.M. 5/7/2012), che definisce un incentivo composto di due aliquote su due quote diverse dell'energia prodotta:



- è stata prevista una tariffa premio per quanto riguarda la quota di energia prodotta auto consumata;
- per quanto riguarda la quota di produzione netta immessa in rete è stato previsto un doppio trattamento:
  - ◆ per gli impianti di potenza nominale fino a 1 MW è stata prevista una tariffa onnicomprensiva 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.

Dal 6 luglio 2013 gli impianti fotovoltaici non possono più accedere a questa forma di incentivazione, essendo decorsi i trenta giorni dalla data di raggiungimento di un costo indicativo cumulato annuo degli incentivi pari a 6,7 miliardi di euro; essa continua però ad essere riconosciuta a quegli impianti che hanno avuto accesso precedentemente al meccanismo, il quale ha durata ventennale.

Dal grafico sotto riportato è possibile notare come si sia evoluto il settore del fotovoltaico dal 2008 al 2015 a seguito dell'introduzione di meccanismi di incentivazione mirati.

Prendendo in considerazione il numero degli impianti in esercizio nel 2008 e quelli nel 2015 possiamo notare come ci sia stato un incremento dei medesimi ben del 94%, incremento che si riflette sia sull'incremento della quota dei consumi soddisfatti da FER sia anche sulla creazione di nuovi posti di lavoro a livello diretto e di indotto.

L'impatto degli incentivi è ancora più notevole se si prende in considerazione la potenza installata, si passa infatti da soli 417 MW nel 2008 a ben 17.701 MW nel 2015, con un incremento del 97,6%.

**Figura 3 Evoluzione storica del numero e della potenza degli impianti fotovoltaici entrati in esercizio, suddivisi per Conto Energia di riferimento**

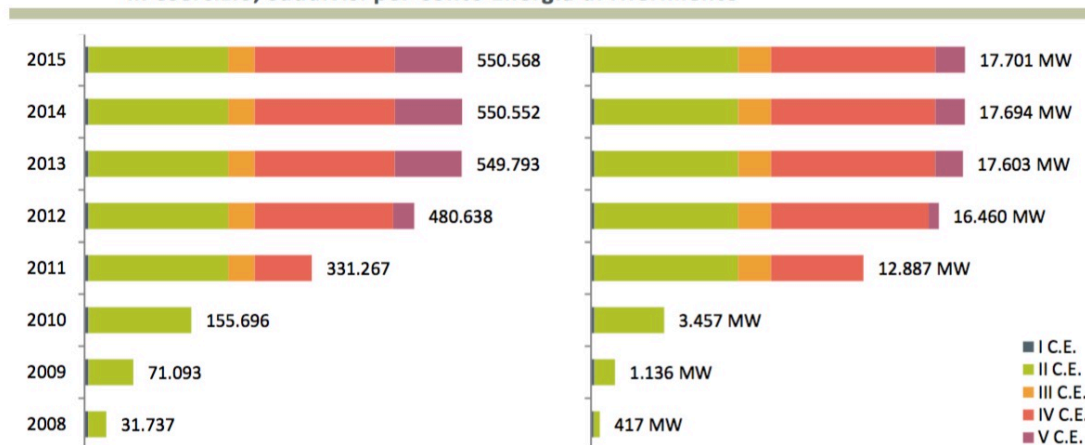


Figura 3: GSE - "Rapporto Attività 2015" (GSE, 2015)

Nel grafico che segue viene evidenziata la potenza degli impianti in esercizio al 31 dicembre 2015 e la loro suddivisione per classi di potenza e regioni.

È possibile notare come la regione con il più grande numero di impianti sia la Puglia, ciò non stupisce particolarmente in quanto è conoscenza comune che gli impianti fotovoltaici siano più produttivi in zone più assolate come quelle del Sud Italia, ma ciò che risulta davvero interessante è che i restanti quattro posti della Top Five sono tutti occupati da regioni del Nord, in particolare Lombardia, Emilia Romagna, Veneto e Piemonte.

La classe di potenza maggiormente presente sul territorio è quella compresa tra 200 kW e 1000 kW, da ciò risulta evidente come gli impianti fotovoltaici vengano utilizzati prevalentemente in ambito industriale e come vengano preferiti quelli di media-alta potenza rispetto ai due estremi.

La seconda classe di potenza più installata è quella che va dai 20 kW ai 200 kW, ovvero quella che interessa le piccole e medie imprese e le unità abitative riunite in condomini.

Da questi due dati si nota come i meccanismi di incentivazione relativi alla produzione tramite pannelli fotovoltaici abbiano raggiunto più fasce della popolazione e molteplici ambiti di utilizzo, dal singolo cittadino che decide di installare un impianto per la propria abitazione, alle grandi imprese che scelgono di diversificare il loro approvvigionamento di energia, passando per le piccole e medie imprese che beneficiano della riduzione dei costi dell'energia.

**Figura 6 Potenza degli impianti entrati in esercizio con il Conto Energia al 31 dicembre 2015: suddivisione per regioni e classi di potenza [MW]**

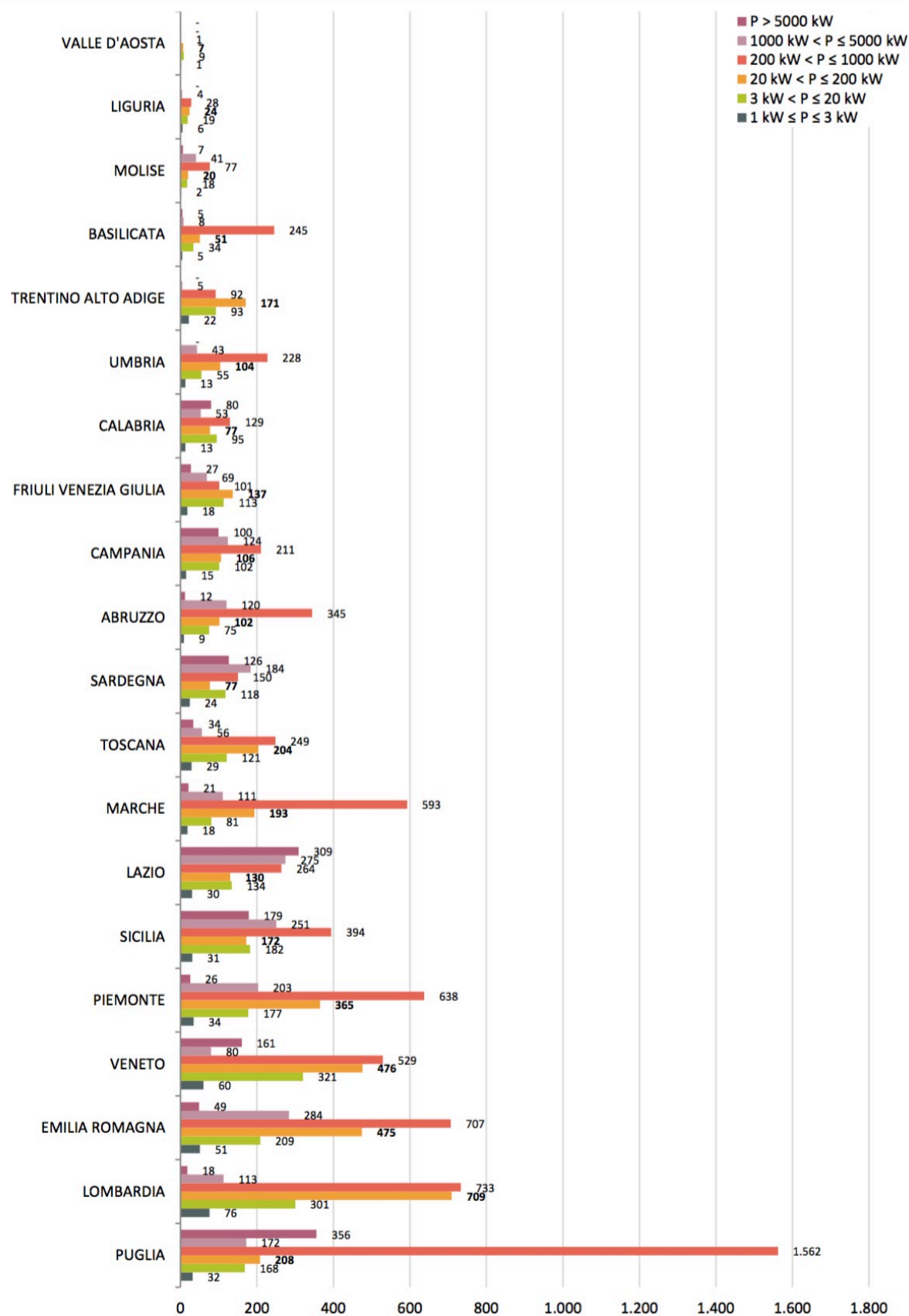


Figura 4: GSE - "Rapporto Attività 2015" (GSE, 2015)

Nella tabella seguente vengono riportati i risultati economici dell'incentivazione degli impianti in Conto Energia: in particolare, con riferimento al 2015, l'energia incentivata risulta pari a circa 21,7 TWh, per un totale di 6.297 milioni di euro di corrispettivi erogati.

**Tabella 12 Energia incentivata e corrispettivi erogati nel 2015 agli impianti fotovoltaici: suddivisione per conto energia di riferimento [GWh]**

	ENERGIA INCENTIVATA (GWH)	CORRISPETTIVI EROGATI (€ mln)
PRIMO CONTO	206	90
SECONDO CONTO	8.477	3.050
TERZO CONTO	2.016	612
QUARTO CONTO	9.430	2.331
QUINTO CONTO	1.584	214
<b>TOTALE</b>	<b>21.714</b>	<b>6.297</b>

Tabella 3: GSE - "Rapporto Attività 2015" (GSE, 2015)

Nei grafici che seguono vengono evidenziati anche:

- la suddivisione dell'energia e degli importi erogati per Conto Energia di riferimento: in proposito si osserva come i maggiori contributi derivino dal II CE e dal IV CE, rispettivamente con 3.050 mln € a fronte di 8.477 GWh e 2.331 mln € a fronte di 9.430 GWh
- la distribuzione di energia e corrispettivi per classe di potenza che evidenzia come i maggiori contributi siano associati alla classe 200-1000 kW e 20-200 kW, con quote rispettivamente del 40% e del 22% in termini di importi erogati.

**Figura 10 Distribuzione percentuale dell'energia fotovoltaica incentivata nel 2015**

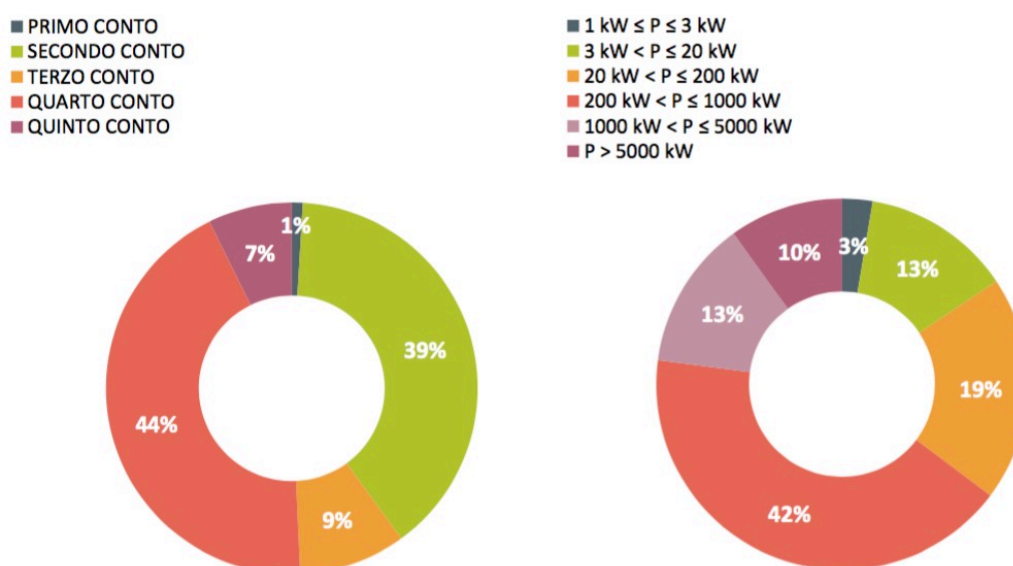


Figura 5: GSE - "Rapporto Attività 2015" (GSE, 2015)

**Figura 11** Distribuzione percentuale dei corrispettivi erogati nel 2015 agli impianti fotovoltaici

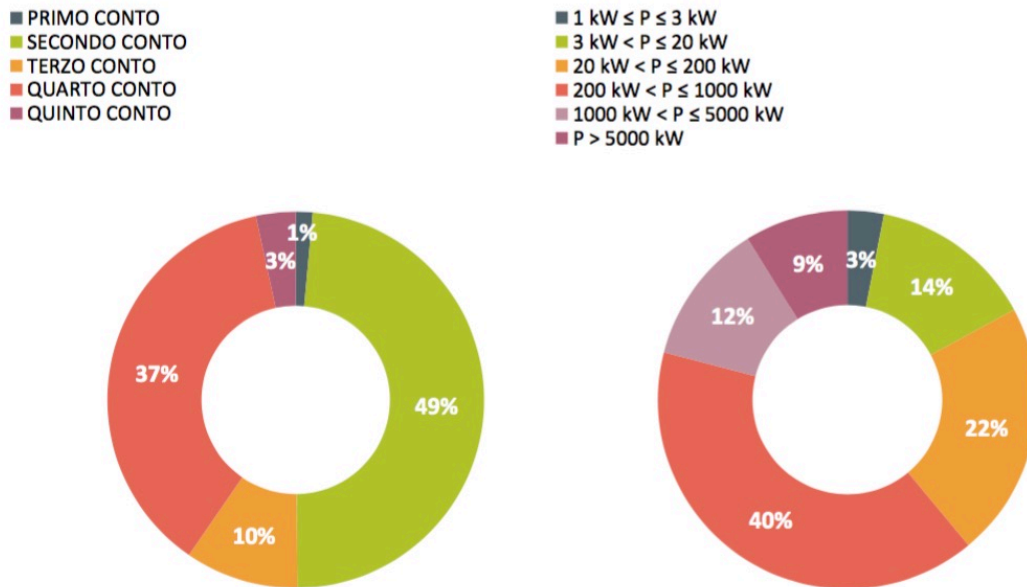


Figura 6: GSE - "Rapporto Attività 2015" (GSE, 2015)

### Conto Energia per gli impianti solari termodinamici

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. Esso remunera, con apposite tariffe, l'energia elettrica imputabile alla fonte solare prodotta da un impianto termodinamico, anche ibrido, per un periodo di 25 anni e le tariffe restano costanti in moneta corrente per l'intero periodo di incentivazione (GSE, 2015).

L'articolo 28 del D.M. 6 luglio 2012 prevede un limite massimo di potenza incentivabile, ivi inclusa la parte solare degli impianti ibridi, corrispondente a 2.500.000 m<sup>2</sup> di superficie captante.

Inoltre, il D.M. 6 luglio 2012 fissa un limite non superabile, pari a 5,8 miliardi di euro annui, per il costo indicativo annuo cumulato degli incentivi riferibili a tutte le fonti rinnovabili diverse dal fotovoltaico ed il costo indicativo cumulato annuo imputabile agli impianti solari termodinamici concorre al raggiungimento di tale limite.

### 2.1.3 Certificati Verdi (CV)

I Certificati Verdi sono titoli attribuiti in misura proporzionale all'energia prodotta da impianti a fonti rinnovabili e da impianti cogenerativi abbinati al teleriscaldamento, entrati in esercizio entro il 31 dicembre 2012.

Il numero di CV spettanti è differente a seconda del tipo di fonte e di intervento impiantistico realizzato, ovvero si distingue tra nuova costruzione, potenziamento, rifacimento totale o parziale e riattivazione.

I produttori possono vendere i Certificati Verdi acquisiti, realizzando in questo modo un guadagno aggiuntivo a quello dato dalla remunerazione dell'energia elettrica prodotta.

La domanda sul mercato dei CV si basa sull'obbligo spettante a soggetti produttori e importatori di energia elettrica da fonti convenzionali di immettere nel sistema elettrico una determinata quota di produzione di energia da fonti rinnovabili.

Il possesso dei Certificati Verdi dimostra l'adempimento di tale obbligo in quanto ogni CV attesta convenzionalmente la produzione di 1 MWh di energia rinnovabile.

I soggetti sottoposti all'obbligo possono 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 hanno validità triennale, infatti quelli rilasciati per la produzione di energia elettrica in un dato anno possono essere usati per ottemperare all'obbligo anche nei successivi due anni.

I CV possono essere anche ritirati dal GSE, infatti 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.

Complessivamente gli impianti qualificati IAFR e in esercizio al 31 dicembre 2015 risultano 4.891, sono in diminuzione quindi rispetto al numero cumulato a fine 2014 per effetto del termine del periodo di incentivazione di alcuni impianti, per una potenza totale di 20,15 GW<sup>13</sup>.

In termini di numerosità, il primo posto spetta all'idroelettrico con 1.688 impianti, seguito dal termoelettrico a biogas con 1.427 e dall'eolico con 990 installazioni.

Quanto a potenza installata, i protagonisti sono gli impianti eolici e quelli idroelettrici, rispettivamente pari a 7.988 MW e 6.355 MW.

Circa il 79% degli impianti sono relativi a interventi di nuova costruzione seguiti da rifacimenti parziali con il 12%, riattivazioni con il 4%, rifacimenti totali con il 3% e potenziamenti con il 2%.

---

<sup>13</sup> Dati GSE 2015 [4]

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

Nel Sud d'Italia e nelle isole, invece, è maggiore la diffusione degli impianti eolici. È interessante notare come in Toscana si sia concentrata l'intera capacità produttiva nazionale da geotermia con 541 MW.

**Figura 13 Numero cumulato di impianti qualificati e in esercizio al 31 dicembre 2015**

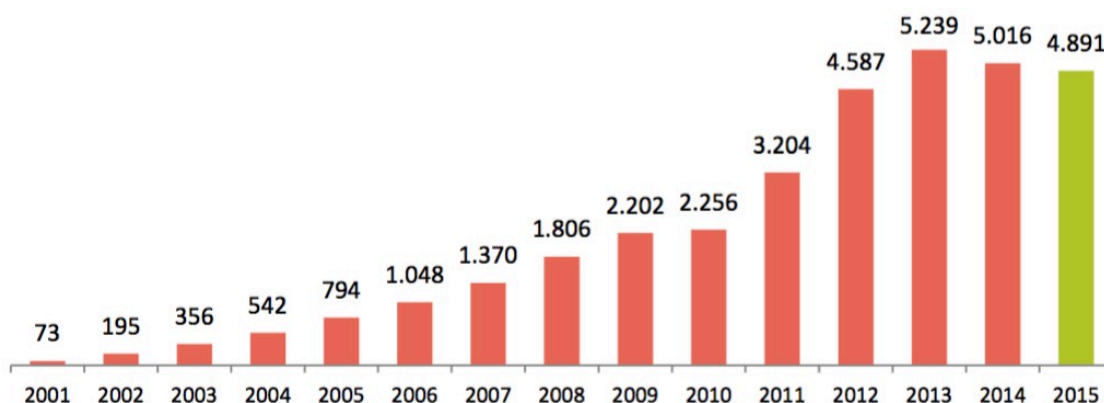


Figura 7: GSE - "Rapporto Attività 2015" (GSE, 2015)

**Figura 14 Ripartizione percentuale per fonte di numero (a sinistra) e potenza (a destra) degli impianti qualificati e in esercizio al 31 dicembre 2015**

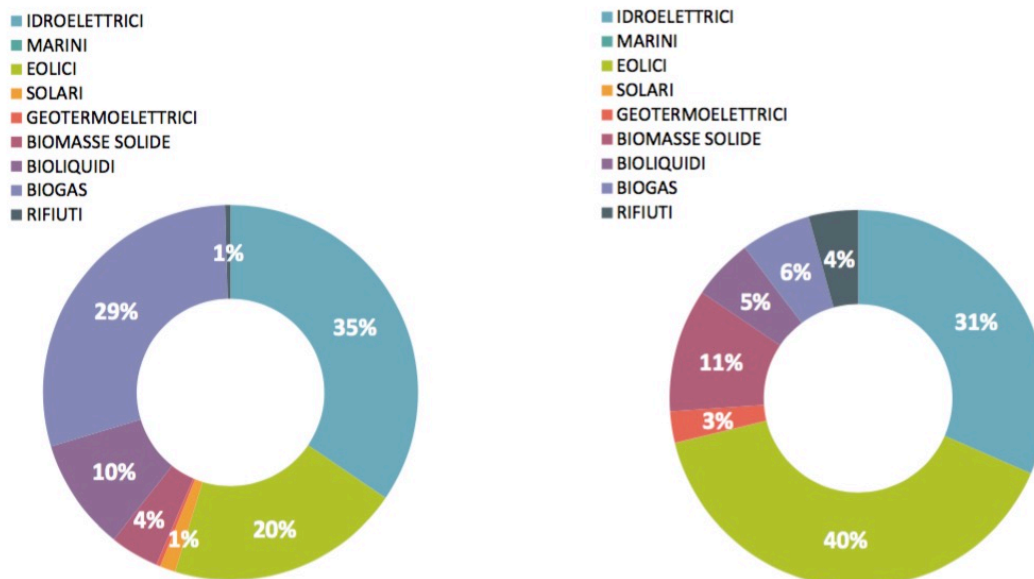


Figura 8: GSE - "Rapporto Attività 2015" (GSE, 2015)

Relativamente alle produzioni 2015, risultano emessi dal GSE oltre 25 milioni di CV IAFR ripartiti fra le diverse tipologie di impianto come segue: impianti eolici 46%, bioenergie 26%, idroelettrici 24% e geotermoelettrici 4%<sup>14</sup>.

<sup>14</sup> Dati GSE 2015 [4]

Nel 2015 inoltre è stata effettuata l'attività di consuntivazione dei CV IAFR relativi a produzioni 2014, per un totale pari a oltre 38 milioni di CV emessi dal GSE. Gli impianti IAFR per i quali è stato emesso il maggior numero di CV 2014 sono gli eolici 37%, seguiti dagli idroelettrici 33%, dagli impianti a bioenergie 26% e dai geotermoelettrici 4%. Una quota marginale è infine da ascrivere alla produzione degli impianti fotovoltaici che hanno richiesto e ottenuto la qualifica IAFR<sup>15</sup>.

**Figura 15 CV IAFR emessi dal GSE suddivisi per anno di emissione e tipologia di impianto [milioni di CV]**

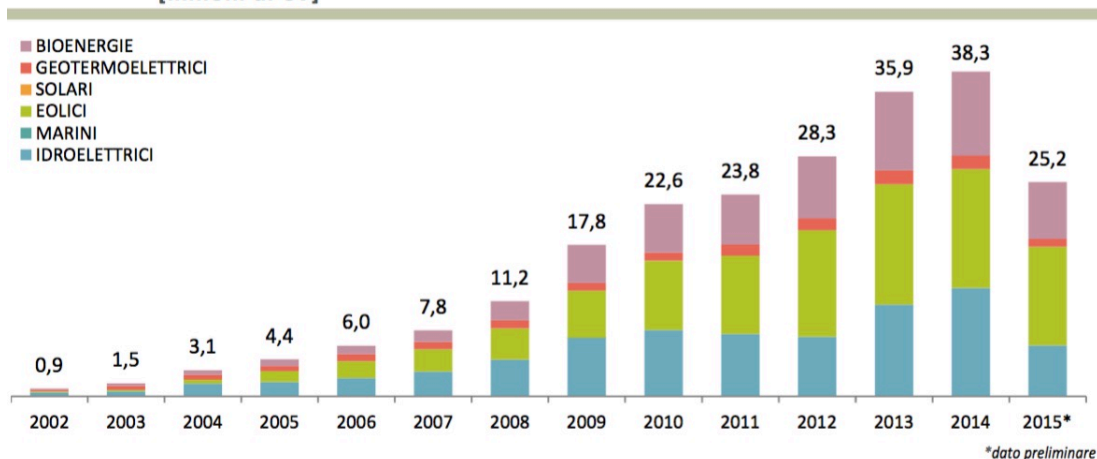


Figura 9: GSE - "Rapporto Attività 2015" (GSE, 2015)

**Figura 16 CV IAFR emessi dal GSE suddivisi per anno di emissione e categoria di intervento [milioni di CV]**

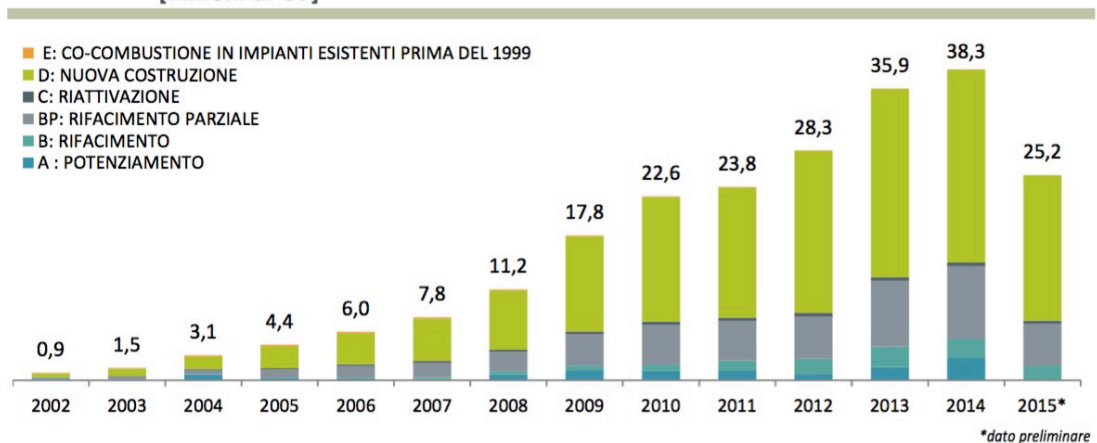


Figura 10: GSE - "Rapporto Attività 2015" (GSE, 2015)

Il GSE nel 2015 ha ritirato 39,058 milioni di Certificati Verdi, per un valore complessivo di 3.876 mln €, che fanno riferimento alle produzioni derivanti da

<sup>15</sup> Dati GSE 2015 [4]



impianti alimentati da fonti rinnovabili nell'anno 2014 e 2015, rispettivamente 21,5 e 14,4 mln di CV<sup>16</sup>.

**Tabella 24 Certificati Verdi ritirati dal GSE**  
(l'anno indicato nelle colonne è quello relativo al ritiro dei certificati)

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
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
CV IAFR 2010	-	-	-	15.530.501	-	109.490	91.358	38.925
CV IAFR 2011	-	-	-	-	15.189.397	612.143	68.143	48.335
CV TLR 2011	-	-	-	-	1.604.561	69.029	21.535	-
CV IAFR 2012	-	-	-	-	-	8.587.834	55.002	52.893
CV TLR 2012	-	-	-	-	-	1.666.294	5.933	28.827
CV IAFR 2013	-	-	-	-	-	6.315.413	18.844.334	1.888.208
CV TLR 2013	-	-	-	-	-	-	972.625	-
CV IAFR 2014	-	-	-	-	-	-	15.332.289	21.474.322
CV TLR 2014	-	-	-	-	-	-	-	1.159.985
CV IAFR 2015	-	-	-	-	-	-	-	14.365.120
<b>Totale</b>	<b>11.059</b>	<b>10.476.154</b>	<b>10.159.137</b>	<b>16.030.984</b>	<b>16.793.958</b>	<b>17.430.248</b>	<b>35.445.779</b>	<b>39.058.560</b>

Tabella 4: GSE - "Rapporto Attività 2015" (GSE, 2015)

## 2.1.4 Tariffe Onnicomprensive (TO)

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

*Fino all'emanazione degli ultimi provvedimenti di incentivazione del fotovoltaico (D.M. 5/7/2012) e delle altre fonti rinnovabili (D.M. 6/7/2012), che hanno previsto delle TO per gli impianti di piccole dimensioni, parlando di Tariffe Onnicomprensive ci si riferiva essenzialmente a quelle introdotte dalla L. 244/2007 e regolate dal D.M. 18/12/2008, riservate agli impianti con potenza fino a 1 MW o 200 kW per gli impianti eolici, entrati in esercizio entro il 31 dicembre 2012 (GSE, 2015).*

Alle diverse tipologie di fonti rinnovabili viene riconosciuta una diversa tariffa che rimane fissa durante tutto il periodo di corresponsione, ovvero 15 anni.

Essa viene calcolata in funzione della quantità di energia netta immessa in rete e viene applicata, a seconda della tipologia di impianto produttivo, ad una quota parte o all'intera produzione.

<sup>16</sup> Dati GSE 2015 [4]

Nello scorso anno il GSE ha ritirato 8.816 GWh di energia convenzionata per un valore di 2.316 mln €.

I maggiori beneficiari di questa tipologia di incentivo sono gli impianti a biogas, sia per energia ritirata sia in termini di corrispettivi erogati, seguiti da impianti idroelettrici ad acqua fluente o acquedotto.

**Tabella 30 Evoluzione dei corrispettivi erogati per la TO, per tipologie di impianto [€ mln]**

	2008	2009	2010	2011	2012	2013I	2014	2015
Idroelettrici a bacino/serbatoio	-	1	1	2	2	5	6	5
Idroelettrici fluente/acquedotto	16	58	108	148	197	335	411	324
Eolici	0	0	1	1	4	6	7	6
Biomasse solide	0	5	10	26	46	87	97	114
Bioliquidi	1	9	23	34	54	83	168	186
Biogas	18	72	154	417	752	1.447	1.616	1.633
Gas di discarica	2	9	21	31	38	50	53	48
<b>Totale</b>	<b>36</b>	<b>153</b>	<b>319</b>	<b>659</b>	<b>1.094</b>	<b>2.013</b>	<b>2.357</b>	<b>2.316</b>

Tabella 5: GSE - "Rapporto Attività 2015" (GSE, 2015)

### 2.1.5 Incentivi D.M. 6 Luglio 2012

Il D.M. 6 luglio 2012 ha stabilito nuove norme per incentivare la produzione di energia elettrica da impianti alimentati da fonti rinnovabili, ad esclusione di quelli fotovoltaici, entrati in esercizio dal 1° gennaio 2013.

Gli incentivi vengono erogati in base alla quantità di energia immessa in rete secondo due modalità:

- gli impianti che immettono fino a 1 MW di energia accedono alle tariffe onnicomprensive;
- gli impianti che immettono più di 1 MW hanno diritto ad un incentivo pari alla differenza tra una tariffa standard e il prezzo orario dell'energia praticato nella zona di riferimento della produzione.

In base alla potenza degli impianti e alla tipologia di intervento, il D.M. definisce più modalità di erogazione degli incentivi: previa iscrizione degli impianti a registri o alla partecipazione ad aste competitive per gli impianti più grandi, mentre tramite accesso diretto per quelli di dimensioni minori.

A fine 2015 sono 2050 gli impianti che hanno fatto richiesta di accesso agli incentivi, erogando un totale di energia pari a 951 MW.

A farla da padrone sono gli impianti eolici e idroelettrici ad acqua fluente, rispettivamente con 1194 impianti e 632 MW di potenza per quelli eolici e 445 impianti per un totale di 133 MW per quelli idroelettrici.

**Figura 26 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 2015 [MW]**

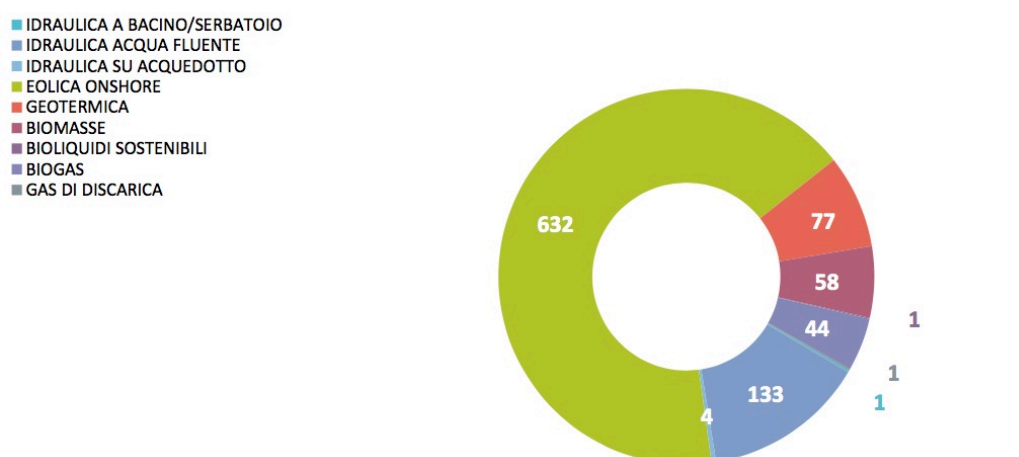


Figura 11: GSE - "Rapporto Attività 2015" (GSE, 2015)

L'energia totale incentivata tramite il D.M. nel 2015 è pari a 1.626 GWh per un costo complessivo di circa 178,8 mln €<sup>17</sup>.

Anche in questo caso la fonte di energia protagonista è l'eolica, seguita da quella geotermica e da quella idroelettrica ad acqua fluente, rispettivamente con 675 GWh, 328 GWh e 306 GWh.

Nelle due tabelle che seguono vengono messe a confronto sia la variazione di GWh incentivati tra il 2013 e il 2015 sia i conseguenti corrispettivi erogati. È immediato notare come la quantità di energia prodotta sia aumentata quasi del 94% tra il 2013 e il 2014 e del 47 % tra 2014 e 2015, con un impressionante incremento del 97% in tutto il periodo di incentivazione; tali percentuali si riflettono ovviamente anche sull'evoluzione dei corrispettivi per essa erogati.

**Tabella 36 Evoluzione dell'energia incentivata ai sensi del D.M. 6 luglio 2012 [GWh]**

TIPOLOGIA	2013	2014	2015
Idraulica a bacino/serbatoio	0	4	2
Idraulica acqua fluente	32	180	306
Idraulica su acquedotto	2	8	15
Eolica on shore	7	372	675
Geotermica	-	153	328
Biomasse	1	39	65
Bioliquidi sostenibili	-	-	2
Biogas	5	102	230
Gas di discarica	-	1	2
<b>Totale complessivo</b>	<b>48</b>	<b>859</b>	<b>1.626</b>

Tabella 6: GSE - "Rapporto Attività 2015" (GSE, 2015)

<sup>17</sup> Dati GSE 2015 [4]

**Tabella 37 Evoluzione dei corrispettivi erogati ai sensi del D.M. 6 luglio 2012 [€ mln]**

TIPOLOGIA	2013	2014	2015
Idraulica a bacino/serbatoio	0,0	0,2	0,3
Idraulica acqua fluente	5,3	29,5	45,7
Idraulica su acquedotto	0,2	1,5	3,3
Eolica <i>on shore</i>	0,8	30,3	58,9
Geotermica	-	1,8	6,6
Biomasse	0,2	6,6	12,9
Bioliquidi sostenibili	-	-	0,2
Biogas	0,7	20,3	47,7
Gas di discarica	-	0,1	0,2
<b>Totale complessivo</b>	<b>7,2</b>	<b>90,3</b>	<b>175,8</b>

Tabella 7: GSE - "Rapporto attività 2015" (GSE, 2015)

### 2.1.6 Ritiro Dedicato (RID)

Il Ritiro Dedicato rappresenta una modalità semplificata per il collocamento sul mercato dell'energia elettrica immessa in rete per i produttori da utilizzare in alternativa alla vendita in borsa o ai contratti bilaterali. Essa consiste nella cessione al GSE dell'energia elettrica, il quale poi la ritirerà e la immetterà sul mercato.

Possono accedervi a tale meccanismo di incentivazione:

- gli impianti di potenza inferiore a 10 MVA alimentati da qualsiasi fonte;
- quelli di qualsiasi potenza per gli IAFR non programmabili, come ad esempio quelli eolici o solari;
- gli IAFR programmabili di potenza superiore a 10 MVA purché ciò sia nella titolarità dell'auto produttore.

Il prezzo che pratica il GSE è pari al prezzo medio zonale orario corrispondente alla zona di mercato in cui avviene la produzione.

I produttori con impianti di potenza fino a 1 MW, inoltre, beneficiano di prezzi minimi garantiti che vengono aggiornati periodicamente in base alla variazione annuale dei prezzi al consumo per le famiglie di operai e impiegati fornito dall'Istat.

L'accesso al RID è alternativo agli incentivi riconosciuti ai sensi del D.M. 5/7/2012 e D.M. 6/7/2012.

Nel 2015 l'energia ritirata dal GSE risulta essere oltre 17,9 TWh per un corrispettivo economico di circa 914 mln €. Tale costo è composto per il 61% da produzione derivante da impianti solari, per il 17% da impianti idroelettrici e per il 16% da impianti eolici<sup>18</sup>.

<sup>18</sup> Dati GSE 2015 [4]

## 2.1.7 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 (GSE, 2015).*

Il produttore che sceglie di aderire allo SSP ottiene dal GSE un rimborso di una parte del costo di approvvigionamento che ha sostenuto per consumare energia elettrica. Tale rimborso viene iscritto come contributo in conto scambio, CS, mentre come contropartita viene iscritto il controvalore dell'energia immessa in rete dal produttore; se il valore della quantità di energia immessa in rete è maggiore del consumo di energia del produttore, il saldo relativo può essere alternativamente registrato a credito per compensare negli anni futuri oppure liquidato economicamente.

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 del D.M. 5/7/2012 e D.M. 6/7/2012.

Nel 2015 l'energia immessa è stata pari a 2.874 GWh, con contropartita di energia scambiata pari a 1.969 GWh, e con onere complessivo annuo pari a 265 mln €<sup>19</sup>.

Gli assoluti protagonisti di questa forma di incentivazione sono gli impianti fotovoltaici che costituiscono più del 99% del totale per numero, potenza, oneri ed energia.

**Tabella 44 Dati sugli impianti in Scambio sul Posto nel 2015**

CLASSI DI POTENZA	NUMERO	POTENZA (MW)	ENERGIA IMMESA (GWH)	ENERGIA SCAMBIATA (GWH)	ONERE (€ MLN)
inferiore di 3 kW	185.701	509	364	994	41
tra 3 e 20 kW	307.713	2.177	1.549	286	161
tra 20 e 500 kW	22.102	1.788	961	689	64
<b>Totale</b>	<b>515.516</b>	<b>4.473</b>	<b>2.874</b>	<b>1.969</b>	<b>265</b>

Tabella 8: GSE - "Rapporto Attività 2015" (GSE, 2015)

<sup>19</sup> Dati GSE 2015 [4]

## CAPITOLO 3

### I benefici degli incentivi alle energie rinnovabili: situazione attuale in Italia e loro riduzione

Nel precedente capitolo abbiamo visto come le diverse modalità di incentivazione della produzione di energia da fonti rinnovabili ci abbiano permesso di far sviluppare velocemente un settore che precedentemente era quasi del tutto inesistente.

La buona progettazione ed implementazione di tali incentivi ci ha portato al raggiungimento degli obiettivi prefissati per il 2020 dalla Direttiva 2009/28/CE con ben sei anni di anticipo.

Come si può notare dal grafico sottostante, l'Italia è riuscita a superare ogni anno le previsioni del PAN 2010 di almeno 4 punti percentuali, con un picco di 7 punti percentuali nel 2013.

In meno di un decennio siamo riusciti ad ottenere un aumento di quasi il 10% nella quota di fabbisogno energetico totale soddisfatto dalle fonti di energia rinnovabili, risultato che ci pone ai primi posti in Europa per rapidità di progressione.

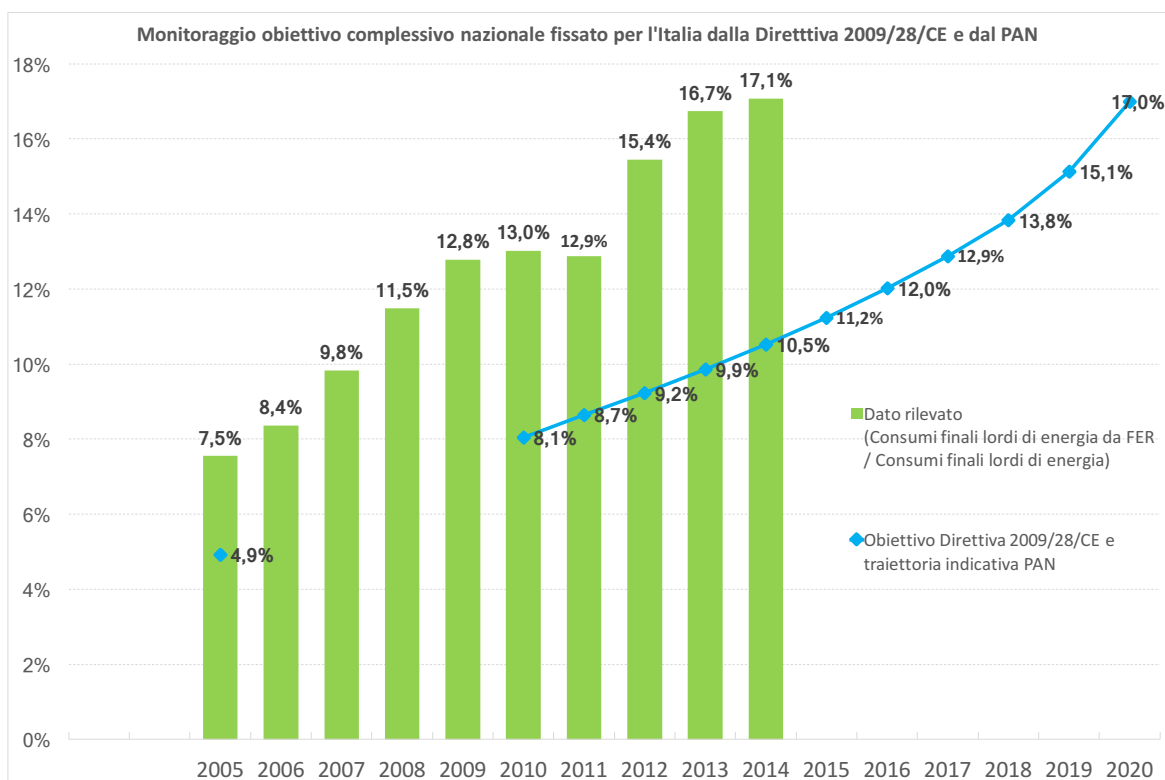


Figura 12: Dati GSE aggiornati al 2015 (GSE, 2015)

Ottenere questi risultati è stato possibile grazie alla concomitanza di più fattori.

In primo luogo, come è possibile notare dal grafico sottostante, si registra una riduzione dei consumi finali lordi di energia, che a partire dal 2011, sono in continuo decremento e nettamente al di sotto della traiettoria del PAN 2010.

La principale causa di questo fenomeno è, però, da individuarsi nella crisi economica, essa infatti ha determinato una contrazione rilevante della domanda e dei consumi di energia elettrica; è solamente secondario, infatti, l'effetto derivante dalle politiche sull'efficienza energetica

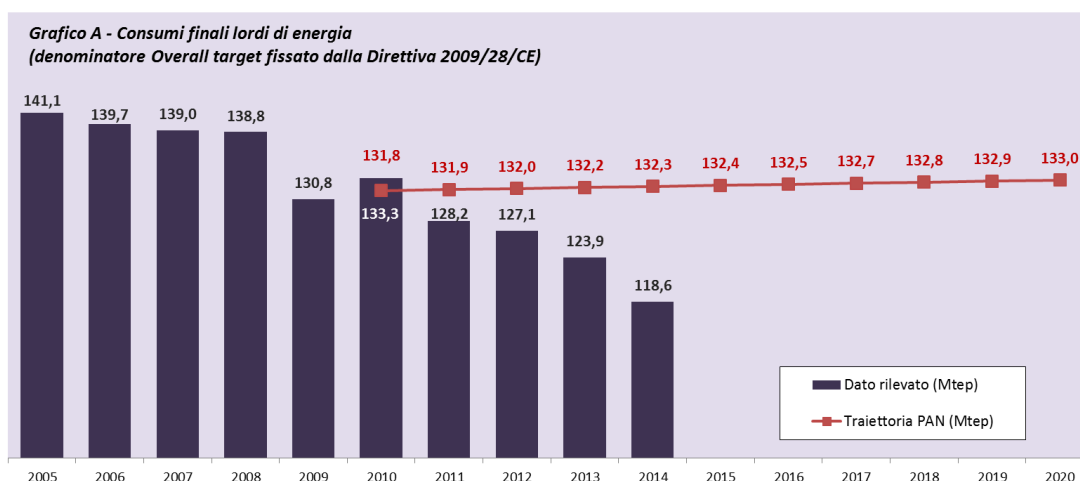


Figura 13: "Rapporto Statistico GSE 2014" (GSE, 2014)

In secondo luogo i risultati raggiunti sono conseguenza delle performance ottenute nelle varie aree di implementazione del PAN 2010, ovvero il settore elettrico, il settore termico e il settore dei trasporti.

Per quanto riguarda la quota dei consumi finali lordi di energia nel settore elettrico coperta da FER possiamo affermare, utilizzando come dati di riferimento quelli prodotti dal GSE nel "Rapporto Statistico 2014", che essa sia superiore alla previsione annuale del PAN a partire dal 2010, anno in cui il documento è stato redatto come piano attuativo della Direttiva 2009/28/CE.

È importante sottolineare come già a partire dal 2012 siano stati raggiunti gli obiettivi finali per il 2020, con ben otto anni di anticipo rispetto alla scadenza, due in più rispetto all'andamento generale della quota dei consumi soddisfatti da FER.

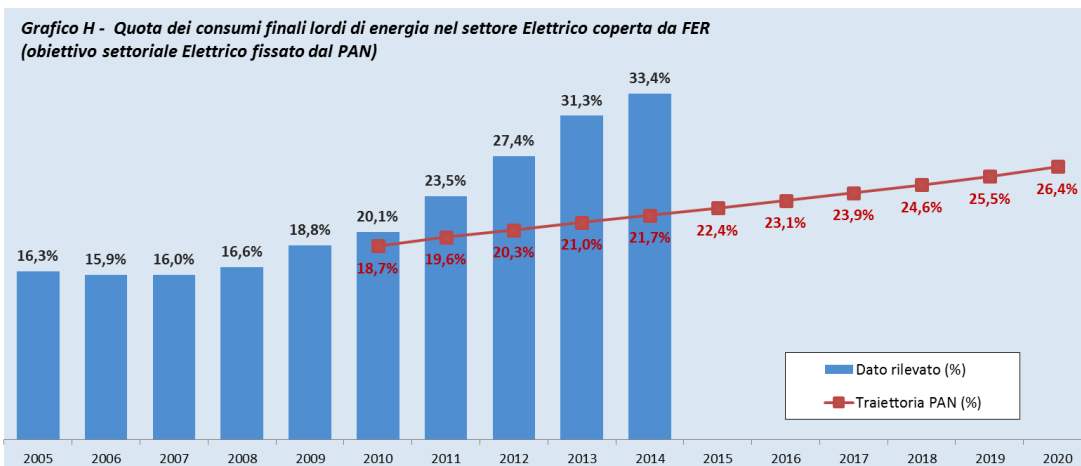


Figura 14: "Rapporto Statistico GSE 2014" (GSE, 2014)

Lo stesso andamento relativo alla quota di consumi finali lordi soddisfatti da FER viene riscontrato anche nel settore termico.

Anche in questo settore, infatti, abbiamo il superamento delle previsioni del PAN fin dall'anno 2010, la differenza con il settore dell'energia sta nel fatto che nel primo la crescita è più uniforme che nel secondo, seppur essa sia di entità notevolmente minore rispetto a quella del settore termico, anche se quest'ultima ricopre, in valore assoluto, una percentuale minore della quota di consumi lordi soddisfatti da FER.

Anche in questo caso abbiamo il raggiungimento anticipato degli obiettivi del 2020, più precisamente ciò avviene tra la fine del 2012 e l'inizio del 2013, con un leggerissimo ritardo rispetto a quello che accade nel settore elettrico.

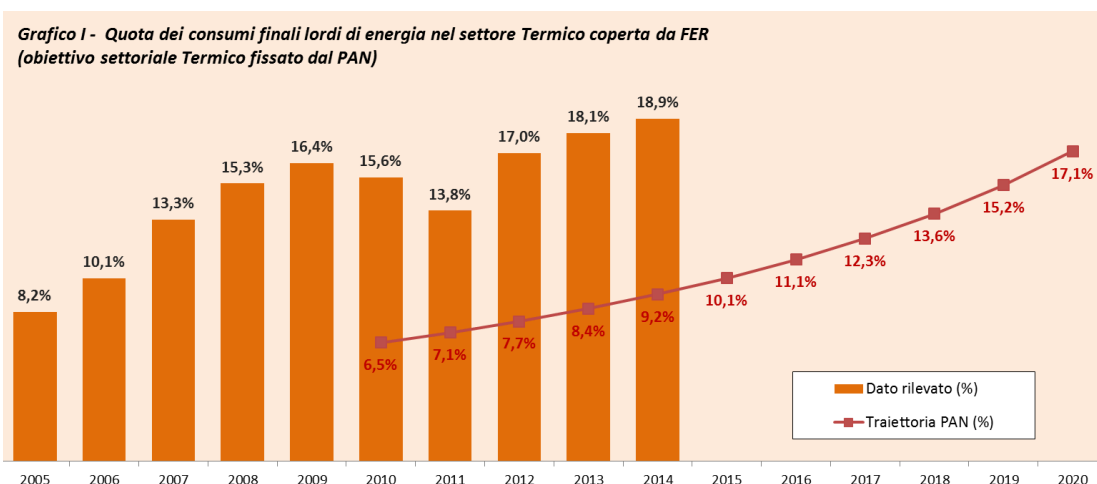


Figura 15: "Rapporto Statistico GSE 2014" (GSE, 2014)

Viene allora da chiedersi: come mai gli obiettivi del 2020 sono stati raggiunti a livello complessivo solo nel 2014, ben due anni dopo rispetto a quanto abbiamo visto fin ora?

La risposta è da ricercare nella performance del settore dei trasporti.

Come è possibile notare dal grafico sotto riportato, anche in questo settore la quota di



consumi soddisfatti da FER nel 2010 risulta superiore a quella prevista dal PAN e ciò si è ripetuto anche nel 2011 e nel 2012.

Se il trend fosse rimasto immutato probabilmente avremmo raggiunto prima del 2014 gli obiettivi complessivi, ma non li avremmo raggiunti comunque nel 2012.

Questo perché, se da un lato è vero che la quota di consumi soddisfatti da FER è risultata a consuntivo maggiore rispetto a quella prevista dal PAN per tre anni consecutivi, la differenza non è stata tale da garantire il raggiungimento degli obiettivi specifici del settore; ma soprattutto nei successivi due anni, ovvero nel 2013 e nel 2014, la quota rilevata a consuntivo è stata inferiore a quella del 2012 nel 2013 e addirittura al di sotto di quella del 2010 nel 2014, arrivando ad un divario in negativo tra la quota consuntiva e quella prevista di ben 1,5 punti percentuali nell'ultimo anno.

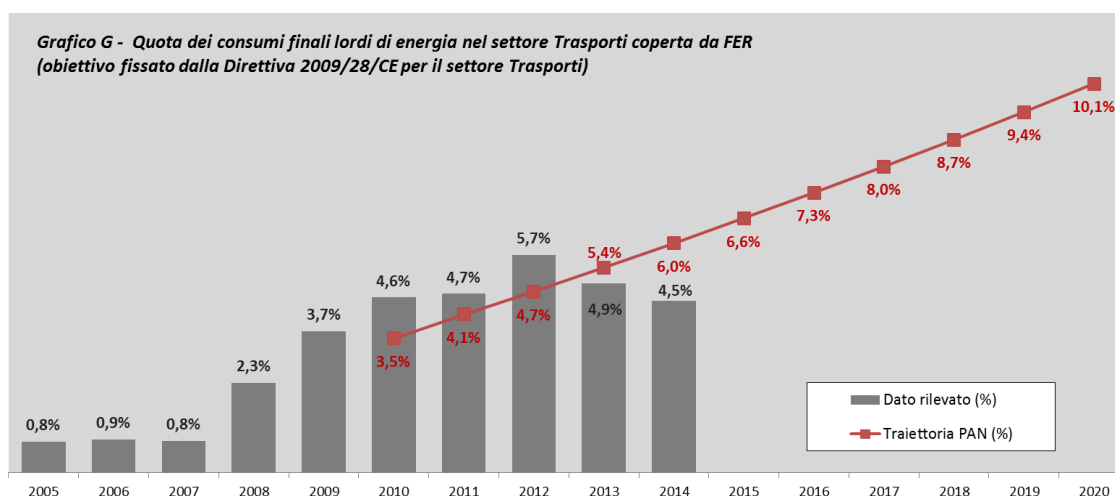


Figura 16: "Rapporto Statistico GSE 2014" (GSE, 2014)

Nei seguenti tre paragrafi verrà analizzata nel dettaglio la situazione attuale dei tre settori di interesse del PAN.

### 3.1 Settore elettrico

Abbiamo visto nel precedente paragrafo come il contributo delle performance registrate nel settore elettrico sia stato uno dei principali driver che ha portato al raggiungimento degli obiettivi fissati per il 2020 con ben sei anni di anticipo.

È interessante però analizzare come le singole tipologie di fonti di energia rinnovabili abbiano contribuito ai risultati del settore.

Fin dagli inizi del secolo scorso il parco elettrico nazionale è stato caratterizzato dall'ampia diffusione di impianti idroelettrici. Negli ultimi anni la potenza installata di questi impianti è rimasta pressoché costante, con un aumento dello 0,7% medio

annuo, mentre le altre fonti rinnovabili sono cresciute in maniera considerevole grazie ai diversi sistemi d'incentivazione che ne hanno sostenuto lo sviluppo<sup>20</sup>.

Alla fine del 2014 la potenza totale installata espressa in MW degli impianti a fonti rinnovabili è di 50.595 MW contro un totale di 18.824 MW nel 2001, con un aumento pari al 63%.

Tuttavia l'aumento di anno in anno della potenza installata inizia ad essere significativo a partire dal 2010, anno in cui sono entrati in vigore i principali meccanismi incentivanti in risposta agli obblighi presi con la CE nel 2009.

Il 2011 è l'anno in cui si registra il maggior numero di potenza addizionale installata, seguito poi dal 2012, anno a partire dal quale inizia il trend di aumento in maniera meno che proporzionale contrario a quello precedentemente esistente.



Figura 17: GSE: "Rapporto Statistico 2014" (GSE, 2014)

Dal grafico sotto riportato si può notare come fino al 2008 la produzione di energia da FER fosse costituita principalmente da energia ottenuta tramite fonte idraulica, con un contributo marginale di quella geotermica, anch'essa rimasta pressoché costante tra il 2001 e il 2014, mentre negli ultimi anni è cresciuta costantemente l'importanza delle "NFER" quali solare, eolica e bioenergie.

Nel 2001 la produzione lorda da fonti rinnovabili è stata pari a 54.472 GWh mentre nel 2014 ha raggiunto i 120.679 GWh, con un aumento di quasi il 55%.

Dei 66.206 GWh addizionali nel periodo 2001-2014, nell'ordine:

- il 33,3% è dovuto alla fonte solare, la cui produzione addizionale è pari a 22.287 GWh, passando dai 19 GWh del 2001 ai 22.306 GWh prodotti nel corso del 2014;

<sup>20</sup> Dati GSE 2014: "Rapporto Statistico 2014" [15]

- il 25,1% è dovuto alle bioenergie, la cui produzione addizionale è pari a 16.774 GWh, passando dai 1.505 GWh del 2001 ai 18.732 GWh prodotti nel corso del 2014;
- il 21,1% è dovuto alla fonte eolica, la cui produzione addizionale è pari a 14.615 GWh, passando dai 1.179 GWh del 2001 ai 15.178 GWh prodotti nel corso del 2014;
- il 17,6% è dovuto alla fonte idraulica, la cui produzione addizionale è pari a 11.735 GWh, passando dai 46.810 GWh del 2001 ai 58.545 GWh prodotti nel corso del 2014;
- il 2,1% è dovuto alla fonte geotermica, la cui produzione addizionale è pari a 1.410 GWh, passando dai 4.507 GWh del 2001 ai 5.916 GWh prodotti nel corso del 2014. (GSE, 2014)

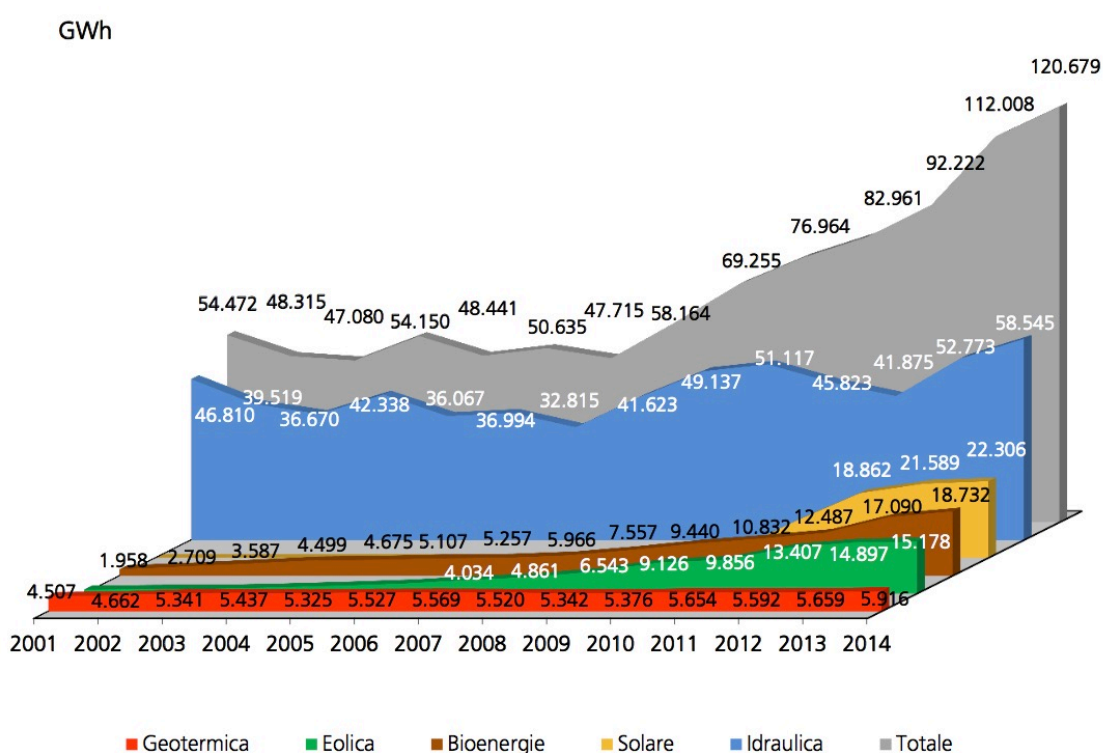


Figura 18: GSE: "Rapporto Statistico 2014" (GSE, 2014)

La distribuzione di potenza installata complessivamente non è però omogenea su tutto il territorio nazionale, differisce infatti a livello regionale sia per potenza totale installata sia per tipologia di fonti rinnovabili a cui essa fa riferimento.

In particolare il Nord d'Italia è la zona in cui è installata più potenza, con la Lombardia e il Piemonte in testa, rispettivamente con il 15,9% e il 9%, seguita poi dal Sud e Isole e infine dal Centro Italia.

È interessante notare come, nonostante la produzione da FER sia maggiore nel Nord Italia, la Puglia e la Sicilia siano rispettivamente al secondo e al quinto posto nella classifica regionale di potenza installata.



Prendendo in considerazione il numero di installazioni, possiamo notare come la maggiore concentrazione sia presente al Nord, con circa il 54% del totale nazionale, seguito dal Sud con il 29% e dal Centro con circa il 17%<sup>21</sup>.

Le regioni con il maggior numero di impianti sono la Lombardia e il Veneto.

Se invece analizziamo la potenza complessiva installata a fine 2014 i risultati cambiano. La potenza installata si concentra ancora una volta al Nord, ma questa volta il divario con il Sud non è così elevato come nel caso precedente, abbiamo infatti rispettivamente il 44% e il 37% di concentrazione, mentre al Centro è presente il 19%. Cambiano anche le regioni che detengono il primato, troviamo la Puglia in testa, con il 13,9%, seguita dalla Lombardia con l'11,1% e al Centro abbiamo il primato del Lazio con il 6,5% della potenza installata.

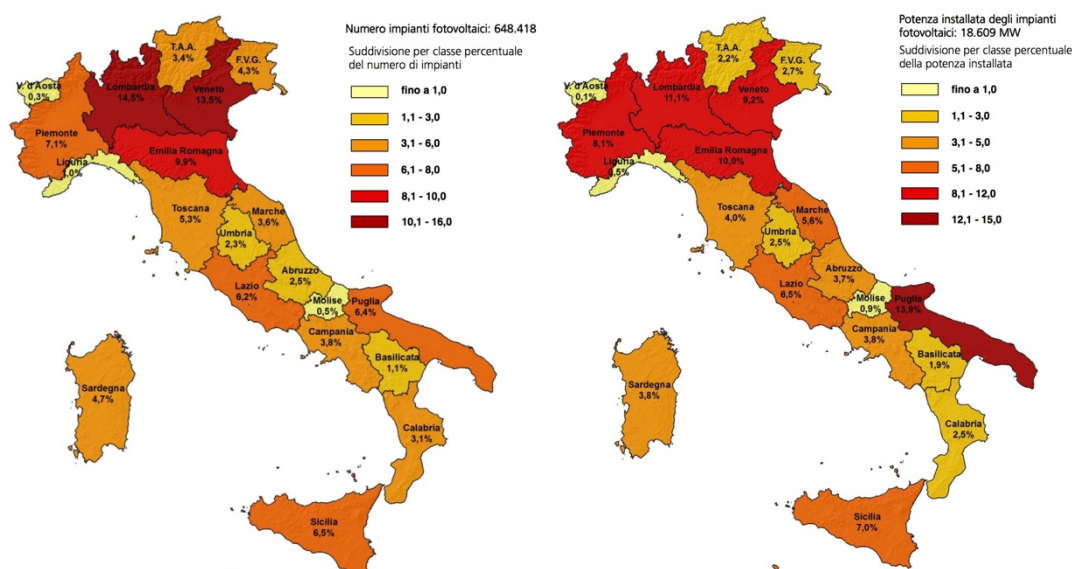


Figura 20: GSE: "Rapporto Statistico 2014" (GSE, 2014)

Risultano evidenti quindi le diverse politiche adottate dalle varie regioni: al Nord si è scelto di installare un grande numero di impianti di media potenza, mentre al Sud, fatta eccezione per la Puglia che ha fatto una scelta dimetricamente opposta, si è scelto di installare un medio numeri di impianti con bassa potenza.

### 3.1.2 Eolica

Per quanto riguarda questa fonte di energia la situazione si ribalta rispetto a quella del fotovoltaico. Abbiamo infatti una netta differenza tra Nord e Sud sia rispetto al numero di impianti installati sia rispetto alla loro potenza: il 96,6% della potenza eolica e l'83,4% di impianti sono situati nel Centro-Sud Italia.

Tale differenza è dovuta alle caratteristiche ambientali e territoriali dei siti richieste per la costruzione degli impianti, in particolare bisogna tener conto della ventosità,

<sup>21</sup> Dati GSE 2014 [5]

dell'orografia e dell'accessibilità di questi ultimi che depongono indiscutibilmente a favore del Sud.

In questo caso numero di installazioni e potenza vanno quasi di pari passo.

Per quanto riguarda il numero di impianti installati entro la fine del 2014, il primato spetta alla Puglia, con il 31% di impianti a fronte del 66,7% di tutto il Sud, seguita da Basilicata, Campania e Sicilia, rispettivamente con il 14,2%, il 12% e il 10,3%; nel Centro Italia la regione più rappresentativa è la Toscana con il 4,8% di impianti; mentre al Nord la loro diffusione è decisamente più contenuta e le regioni più rappresentative sono l'Emilia Romagna con il 3% e la Liguria con l'1,8%.

Dal punto di vista della potenza installata la situazione non è molto diversa, nel Nord Italia abbiamo appena il 3,4% della potenza complessiva, mentre al Sud ritroviamo il primato della Puglia e della Sicilia, con il 26,9% e il 20,1%, seguite da Campania, Calabria e Sardegna.

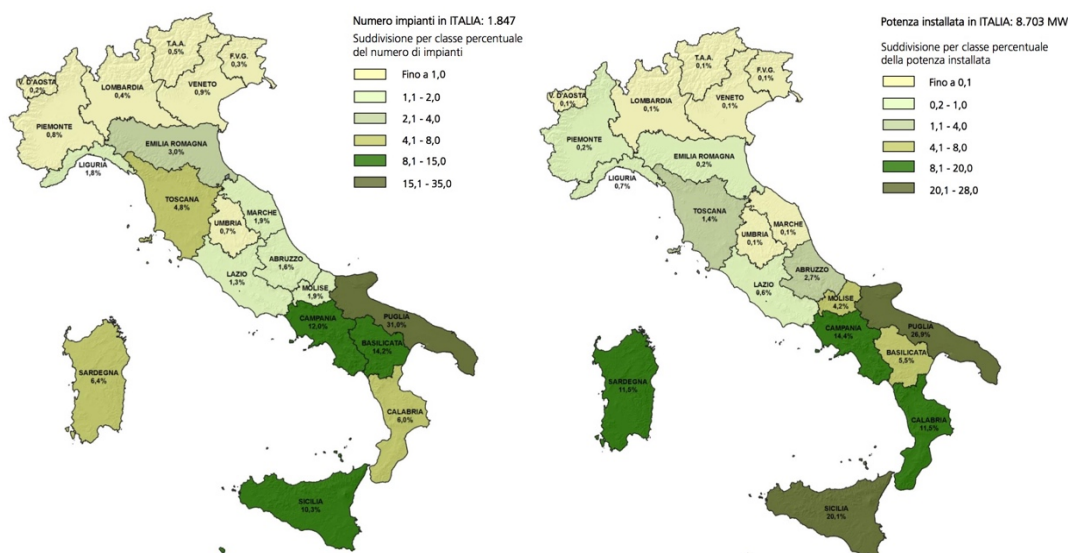


Figura 21: GSE: "Rapporto Statistico 2014" (GSE, 2014)

### 3.1.3 Idraulica

Alla fine del 2014 il maggior numero di impianti e potenza idroelettrica è localizzato nel Nord Italia, rispettivamente con l'80,1% e il 75,7%.

Le regioni protagoniste in entrambi i casi sono Lombardia, Trentino Alto Adige e Piemonte.

I risultati di queste tre regioni cambiano se consideriamo il numero di impianti o la potenza installata sul territorio.

Nel caso della distribuzione del numero di impianti la regione protagonista è il Piemonte, con il 20,7%, seguito dal Trentino Alto Adige con il 20,5% e dalla



Centro con, rispettivamente, il 5% e il 4,6%, e con Puglia e Campania ai primi posti al Sud, con il 7,2% e il 6% del totale della potenza installata nel Paese.

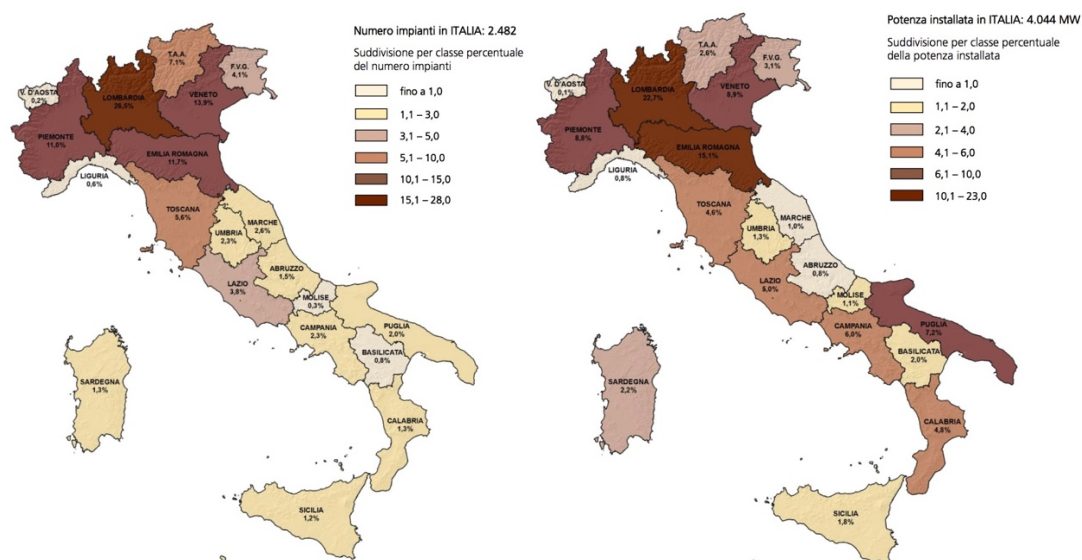


Figura 23: GSE: "Rapporto Statistico 2014" (GSE, 2014)

### 3.1.5 Geotermica

Come già detto precedentemente nel capitolo, la variabilità della numerosità degli impianti e della potenza efficiente lorda per quanto riguarda l'energia geotermica è stata molto limitata negli anni tra il 2001 e il 2014, fatta eccezione proprio per il 2014, anno in cui la potenza installata è aumentata del 6,2%.

Gli impianti geotermoelettrici al termine del 2014 sono presenti solamente in Toscana e in particolare nelle Province di Pisa, Siena e Grosseto, con una percentuale relativa della produzione totale rispettivamente del 52,7% per Pisa e del 25,8% e del 21,5% per Siena e Grosseto.

### 3.2 Settore Termico

L'altro driver che ha permesso il raggiungimento anticipato degli obiettivi del 2020 è il settore termico.

A differenza di quanto appena visto per il settore elettrico, in questo caso non andremo ad analizzare la differenza che intercorre tra le installazioni a livello regionale in termini di numero e potenza, ma terremo in considerazione il consumo diretto di energia termica diviso per fonti rinnovabili e come questi consumi si dividono tra macro settori di utilizzo all'interno di ogni singola fonte.



A livello aggregato per settori di utilizzo, la maggior parte dei consumi diretti di energia termica viene soddisfatta dagli impieghi di biomassa solida, ovvero legati alla combustione di legna da ardere e pellet, con una percentuale pari al 65,1% del totale. A seguire abbiamo l'utilizzo di apparecchi a pompa di calore, per il 28,8%, di impianti che sfruttano l'energia solare per il 2%, i rifiuti, l'energia geotermica e il biogas.

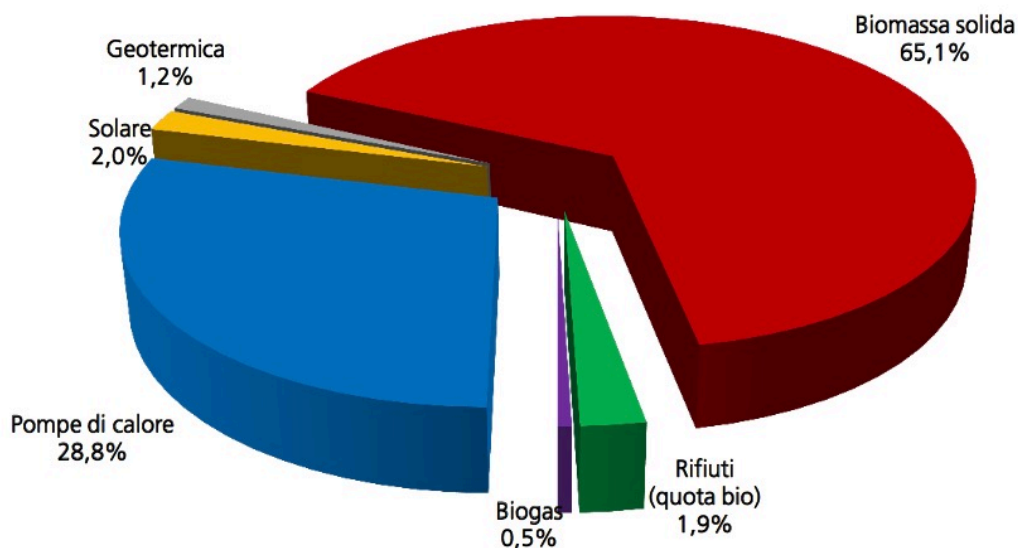


Figura 24: Dati GSE 2014 (GSE, 2014)

Utilizzando come focus i macro settori di utilizzo possiamo notare una preponderanza del settore residenziale con il 42,1% dei consumi, seguito dai servizi con il 33,2% e dalle perdite di distribuzione con il 21,8% del totale, mentre gli usi nel settore industriale e per gli usi propri/ausiliari sono molto più contenuti.

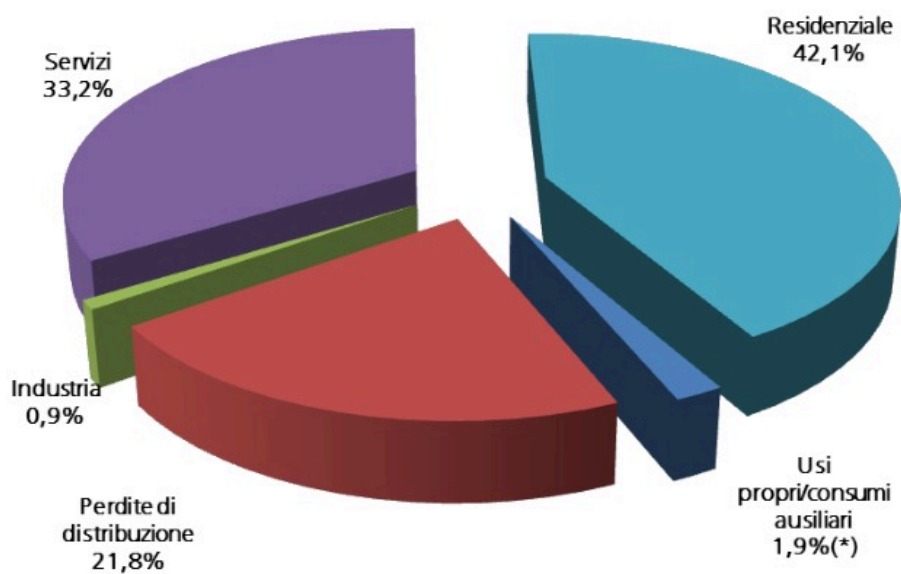


Figura 25: Dati GSE 2014 (GSE, 2014)

### 3.2.1 Solare

Nell'arco temporale che va dal 2010 al 2014 si è assistito ad un incremento sia riguardo la superficie complessiva installata dei pannelli solari termici sia dell'energia da essi prodotta.

Nel dettaglio, si è passati da 2.415 milioni di metri quadrati nel 2010 a 3.538 milioni di mq nel 2014, con un aumento pari al 47%; mentre l'energia prodotta nel 2010 era di 5.616 TJ e nel 2014 arriva ad un totale di 7.519 TJ, con un aumento complessivo del 34%<sup>22</sup>.

Nonostante a primo impatto i due fenomeni possano sembrare estremamente collegati, la causa dell'aumento di energia termica prodotta non è da individuare solo nell'aumento del numero dei collettori ma anche nella loro collocazione territoriale e all'aumento delle condizioni di irraggiamento.

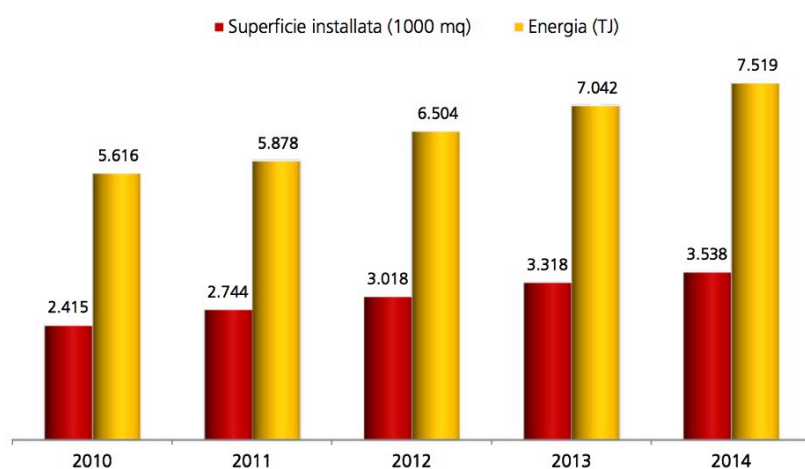


Figura 26: GSE: "Rapporto Statistico 2014" (GSE, 2014)

Con riguardo alla distribuzione di questa energia prodotta volta alla soddisfazione dei consumi dei diversi macro settori, si registra nel 2014 un'assoluta preponderanza del settore residenziale, con una quota pari al 74% dei consumi, seguito da quello del commercio e dei servizi con il 20% e, a distanza, dai consumi in ambito industriale e nell'agricoltura, rispettivamente con il 5% e l'1%.

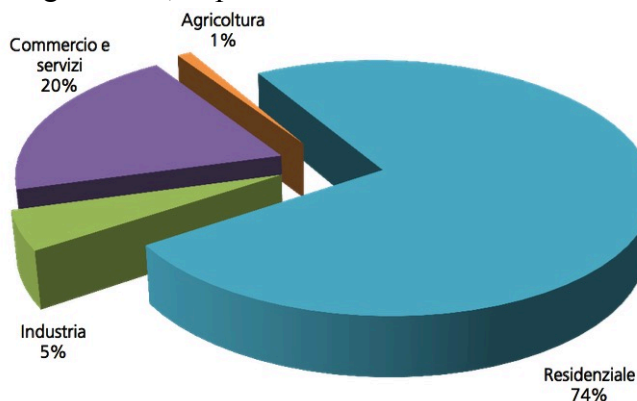


Figura 27: GSE: "Rapporto Statistico 2014" (GSE, 2014)

<sup>22</sup> Dati GSE 2014 [5]

### 3.2.2 Biomassa solida

Nel 2014 si assiste ad una diminuzione dei consumi di energia termica da biomassa solida di circa il 13%; si passa infatti da 2851.558 TJ nel 2013 a 244.494 TJ nel 2014. Tale riduzione si spiega però con l'aumento delle temperature del 2014 e con la conseguente diminuzione dell'energia necessaria per soddisfare il fabbisogno di calore.

Come è immediato notare dalla tabella sottostante, il principale macro settore che beneficia dell'energia termica da biomassa solida è quello residenziale, che si attesta ad una quota pari a circa il 97% del totale, seguito da quello industriale, dal commercio e servizi e dall'agricoltura.

Le proporzioni dei consumi tra i tre settori sono rimaste pressoché stabili nel tempo. È importante notare come nell'agricoltura tra il 2013 e il 2014 ci sia stato un netto aumento dei consumi rispetto agli anni precedenti, pari ad un +91,6%; anche nel commercio e nell'industria i consumi sono aumentati tra il 2013 e il 2014, mentre essi sono diminuiti nel settore residenziale, settore che si dimostra essere, quindi, l'unico con andamento in controtendenza rispetto agli altri.

	2010 (TJ)	2011 (TJ)	2012 (TJ)	2013 (TJ)	2014 (TJ)
<b>Consumi diretti</b>	<b>301.131</b>	<b>194.726</b>	<b>279.829</b>	<b>281.558</b>	<b>244.494</b>
- residenziale	299.895	192.664	277.893	277.698	237.623
- industria	308	1.104	980	2.300	3.489
- commercio e servizi	863	891	888	1.485	2.488
- agricoltura	65	67	67	75	894
<b>Produzione di calore derivato</b>	<b>8.739</b>	<b>13.878</b>	<b>17.423</b>	<b>25.151</b>	<b>28.388</b>
- da impianti cogenerativi <sup>(*)</sup>	6.502	11.211	14.345	22.059	25.672
- da impianti di sola produzione termica	2.237	2.667	3.078	3.092	2.716
<b>Totale</b>	<b>309.870</b>	<b>208.604</b>	<b>297.252</b>	<b>306.709</b>	<b>272.882</b>

Figura 28: elaborazione GSE su dati Istat

Nel dettaglio, nel settore residenziale, la tipologia di combustibile più utilizzata è la legna da ardere, con l'87,4% dei consumi, seguita dal pellet con l'11,8% e dal carbone vegetale con lo 0,8%.

### 3.2.3 Geotermica

Anche in questo caso si assiste ad una riduzione dei consumi dal 2013 al 2014, con un calo di circa il 7%.

A differenza delle biomasse solide, l'energia geotermica viene principalmente utilizzata nel settore del commercio e dei servizi, con una quota di circa il 66% sul totale, seguito da quello della pesca con il 19% e dell'agricoltura con circa il 13%.

	2010 (TJ)	2011 (TJ)	2012 (TJ)	2013 (TJ)	2014 (TJ)
<b>Consumi diretti</b>	<b>5.243</b>	<b>5.243</b>	<b>4.950</b>	<b>4.987</b>	<b>4.660</b>
- residenziale	56	56	64	59	19
- industria	107	107	80	98	82
- commercio e servizi	3.185	3.185	3.224	3.232	3.097
- agricoltura	574	574	674	690	591
- pesca	1.321	1.321	908	908	871
<b>Produzione di calore derivato</b>	<b>589</b>	<b>589</b>	<b>650</b>	<b>650</b>	<b>764</b>
- da impianti cogenerativi	-	-	-	-	-
- da impianti di sola produzione termica	589	589	650	650	764
<b>Totale</b>	<b>5.832</b>	<b>5.832</b>	<b>5.600</b>	<b>5.637</b>	<b>5.424</b>

Figura 29: Elaborazione GSE su dati Istat

### 3.2.4 Pompe di calore

Al contrario dei due casi precedenti, i consumi soddisfatti tramite impianti a pompa di calore sono aumentati, anche se di poco, del 2,4% nel 2014 rispetto al 2013.

Il contributo dato dalle pompe di calore alla quota di consumi soddisfatti dalle FER nel settore termico risulta secondo solo a quello dato dalle biomasse, si attesta infatti intorno al 28,8% contro una quota del 65,1% delle biomasse solide.

	2010	2011	2012	2013	2014
Apparecchi installati a fine anno (milioni di pezzi)	15,0	16,0	16,9	17,8	18,3
Potenza termica utile installata a fine anno (GW)	101,9	110,0	115,0	119,6	121,7
<b>Energia rinnovabile da pompe di calore (Eres) (TJ)</b>	<b>87.603</b>	<b>95.043</b>	<b>101.112</b>	<b>105.480</b>	<b>108.010</b>
- di cui aerotermiche (TJ)	85.546	92.714	98.442	102.460	104.717
- di cui idrotermiche (TJ)	206	233	267	302	329
- di cui geotermiche (TJ)	1.851	2.096	2.403	2.717	2.964

Figura 30: GSE: "Rapporto Statistico 2014" (GSE, 2014)

### **3.3 Settore Trasporti**

Come abbiamo visto all'inizio del capitolo, il settore dei trasporti è l'unico tra i tre citati ad avere non solo un trend di crescita negativo a partire dal 2012, anno in cui sia il settore termico sia quello elettrico hanno raggiunto e superato gli obiettivi del 2020, ma anche a registrare delle performance al di sotto della traiettoria fissata dal PAN del 2010.

È interessante analizzare la composizione del totale dei biocarburanti consumati nel 2014 suddividendoli per tipologia di materia prima, i dati sono ordinati per quote sul totale:

1. olio di palma, con il 47%;
2. olio di colza, 27%
3. oli e grassi animali, 7%;
4. oli vegetali esausti, 6%;
5. soia, 6%;
6. derivati dalla lavorazione di oli vegetali, 6%;
7. mais, 1%.

Una delle differenze che vale la pena puntualizzare, adottando come focus quello della tipologia delle materie prime, è che, rispetto al 2013, l'olio di palma è passato dal 35% al 47%, superando di fatto l'olio di colza, che cede la sua leadership passando dal 39% al 27% del 2014.

### **3.4 Benefici occupazionali**

Come abbiamo visto nei precedenti capitoli, il settore delle FER è cresciuto notevolmente grazie alle politiche incentivanti ad esse dedicate.

È interessante analizzare quali sono i benefici che l'espansione di tale settore ha apportato all'economia nazionale.

Per fare ciò è utile distinguere tra ricadute temporanee e permanenti sull'economia, che a loro volta si articolano in ricadute dirette e indirette.

Nel rapporto dell'11 luglio 2016 il GSE analizza i dati rilevati nel 2012, 2013 e 2014, mentre per il 2015 sono presenti delle stime preliminari in quanto i dati a consuntivo non sono ancora disponibili al momento della pubblicazione del report.

In primis andiamo ad analizzare l'andamento degli investimenti in nuovi impianti negli anni 2012, 2013 e 2014 e le conseguenti ricadute temporanee.

Come risulta evidente dal grafico sotto riportato, gli investimenti sono generalmente diminuiti, fatta eccezione per gli investimenti in impianti geotermoelettrici e in biomasse solide, è possibile osservare, infatti, un leggero aumento nel 2014 rispetto al 2013 anche se si rimane comunque ad un livello più basso di quello del 2012.

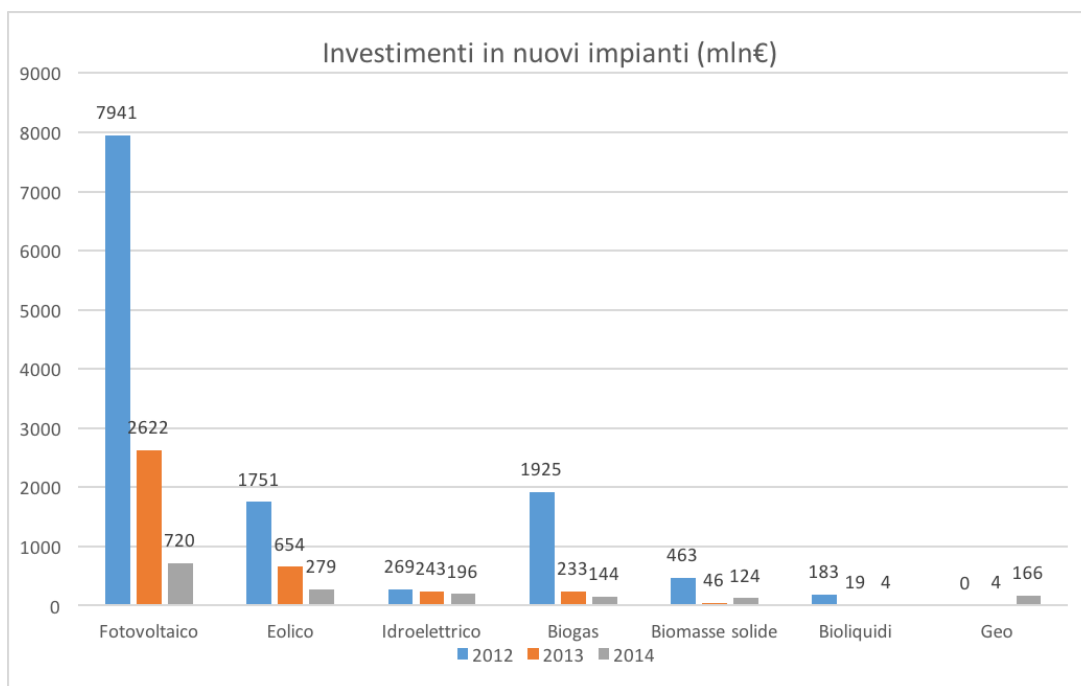


Figura 31: Dati GSE 2016

Questo generale trend negativo nei nuovi investimenti si riflette anche nella creazione di nuovo valore aggiunto nell'economia di anno in anno. I due fattori sono legati da una relazione strettamente proporzionale, infatti in tutte le varie tipologie di FER il valore aggiunto diminuisce con il passare degli anni, mentre gli impianti geotermoelettrici si riconfermano ancora una volta come gli unici in contro tendenza, assistiamo infatti ad un notevole incremento del VA esattamente come nel caso degli investimenti.



Figura 32: Dati GSE 2016

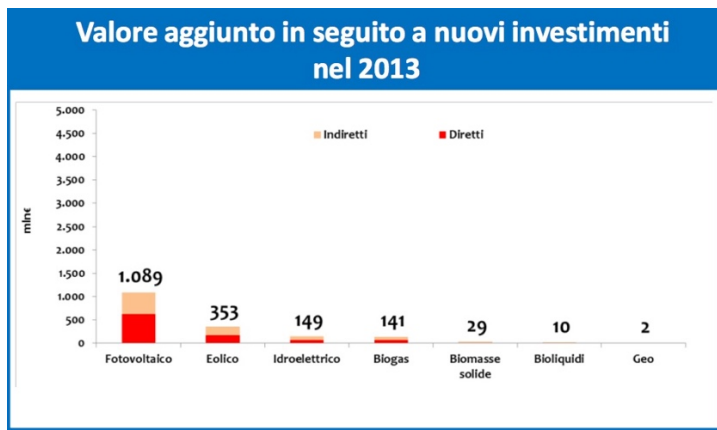


Figura 33: Dati GSE 2016



Figura 34: Dati GSE 2016

Collegato alla riduzione di investimenti in nuovi impianti è anche il decremento del numero di occupati temporanei.

Il GSE utilizza come unità di misura dell'occupazione le Unità Lavorative Annu (ULA), esse rappresentano *la quantità di lavoro prestato nell'anno da un occupato a tempo pieno, ovvero la quantità di lavoro equivalente prestata da lavoratori a tempo parziale trasformate in unità lavorative annue a tempo pieno* (GSE, 2016).

La scelta di tale unità di misura è importante perché permette di evitare di conteggiare più di una volta lo stesso lavoratore che presta la propria opera in più settori nello stesso arco temporale.

Anche in questo caso l'andamento tra i due fattori è direttamente proporzionale, assistiamo infatti ad un decremento delle unità lavorative annue impiegate in tutte le fonti rinnovabili eccezion fatta per la fonte geotermica.

È importante sottolineare, però, che questi occupati sono legati alle attività di progettazione, sviluppo, installazione e realizzazione degli impianti e che quindi una loro minore occupazione non significa necessariamente che essi siano diventati disoccupati da un anno all'altro, ma potrebbero anche aver cambiato settore in cui prestare la propria opera.

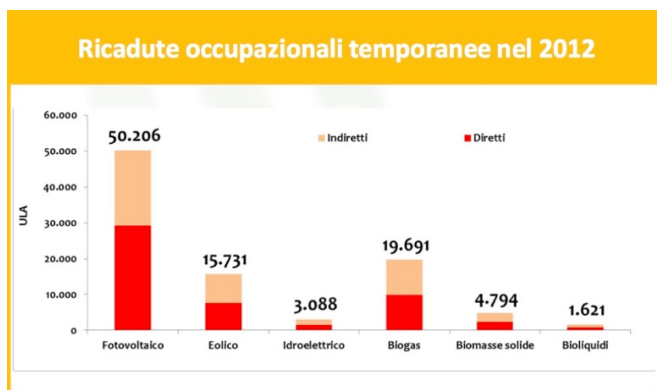


Figura 35: Dati GSE 2016

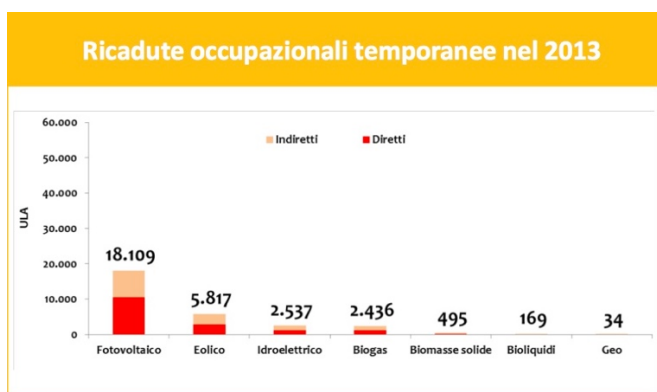


Figura 36: Dati GSE 2016

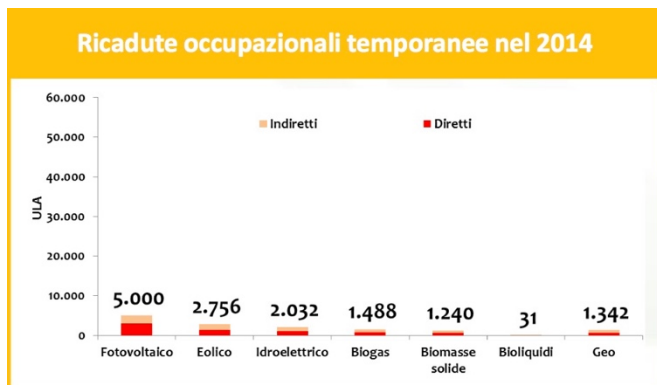


Figura 37: Dati GSE 2016

Andando a considerare le ricadute permanenti e l'andamento delle spese sostenute per esercizio e manutenzione degli impianti, possiamo osservare un trend completamente opposto rispetto a quello degli investimenti in nuovi impianti.

Come appare evidente dal grafico sotto riportato, infatti, le spese in O&M sono aumentate negli anni tra il 2012 e il 2014 e in questo caso anche gli impianti geotermoelettrici seguono lo stesso andamento degli altri.



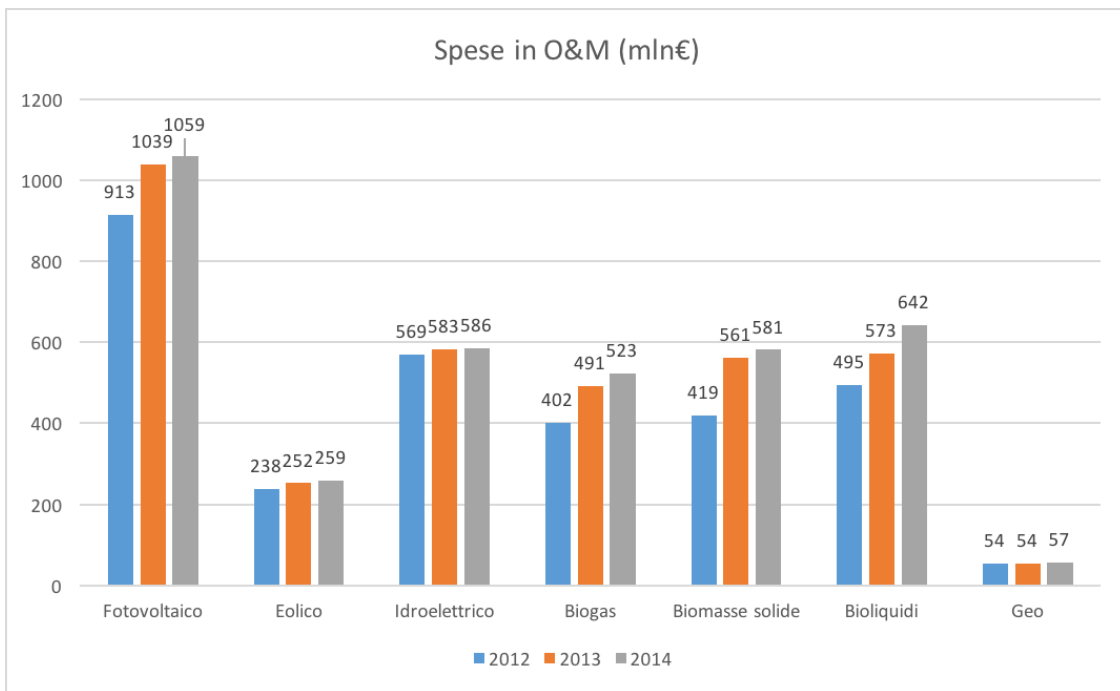


Figura 38: Dati GSE 2016

Questo andamento crescente, al pari di quello presente nelle ricadute temporanee, si riflette anche sia sull'incremento del valore aggiunto in seguito a spese di O&M sia su quello delle unità lavorative annue permanentemente occupate nel settore.

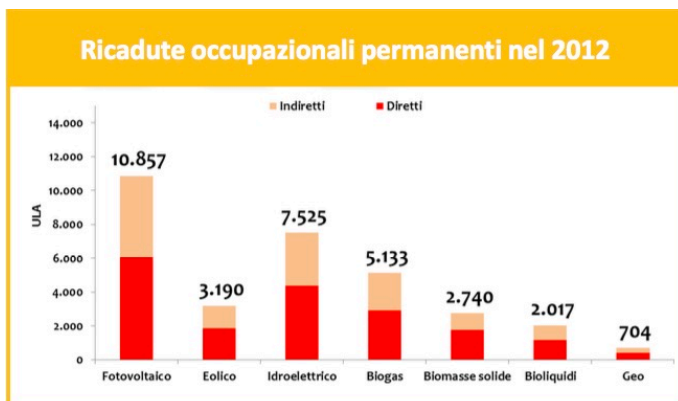


Figura 39: Dati GSE 2016

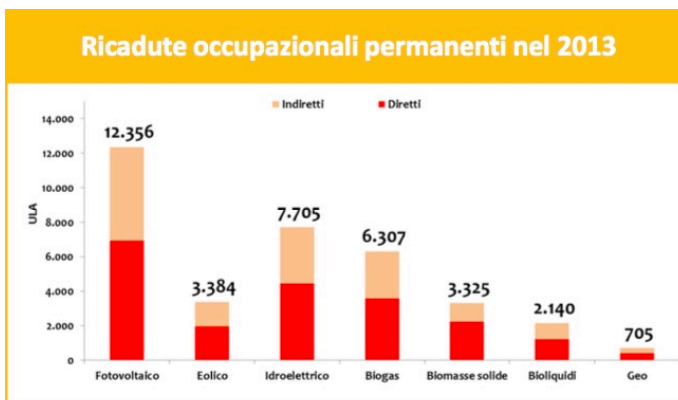


Figura 40: Dati GSE 2016

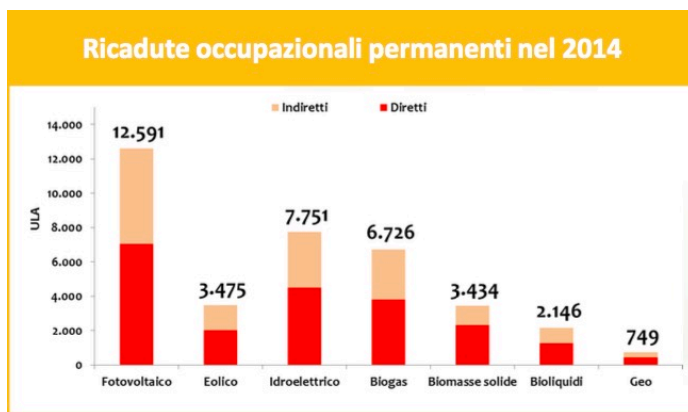


Figura 41: Dati GSE 2016

### 3.5 Rimodulazione degli incentivi a partire dal 2014

In seguito al raggiungimento anticipato nel 2012 degli obiettivi fissati dalla Direttiva 2009/29/CE per il 2020, il governo italiano ha disposto la rimodulazione degli incentivi spettanti agli impianti alimentati da fonti rinnovabili con due D.M. nel 2014, uno studiato appositamente per gli impianti fotovoltaici ed uno, invece, per tutti gli altri impianti IAFR.

Nei successivi due paragrafi verranno analizzati nel dettaglio le due differenti rimodulazioni.

#### 3.5.1 Rimodulazione degli incentivi per il fotovoltaico

Con l'emanazione del decreto legge n.91 del 24 giugno 2014 si è disposta la rimodulazione degli incentivi dedicati agli impianti fotovoltaici che beneficiano di incentivi per una potenza superiore ai 200 kW.

Gli operatori hanno dovuto scegliere una tra le tre opzioni di rimodulazione previste, che sono entrate in vigore nel 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. (GSE, 2015).

Gli impianti che sono coinvolti dalla rimodulazione sono circa 12.900, che complessivamente generano una potenza di circa 10,6 GW.

Le percentuali di adesione a ciascuna opzione sono così distribuite:

- all'opzione A hanno aderito l'1,5% degli impianti, ciò genera una riduzione in media dell'incentivo pari al 20% nel primo anno con una conseguente riduzione dell'onere di 6 mln di €;
- all'opzione B hanno aderito il 37,5% degli impianti, si ha una riduzione in media dell'incentivo del 14% nel primo anno e 200 mln di € in meno di oneri da corrispondere;
- all'opzione C hanno aderito il 61% degli impianti con una riduzione media dell'incentivo del 7% e 189 mln di € in meno di oneri.

In totale, quindi, questa rimodulazione ha permesso per il 2015 una riduzione del costo degli incentivi di circa 395 mln di €<sup>23</sup>.

Facendo le dovute assunzioni è possibile teorizzare uno scenario evolutivo degli oneri da sostenere annualmente a seguito di tale rimodulazione.

Se si considera che nell'opzione A e C si accede ad una riduzione costante nel tempo della tariffa e che nel caso B si prevede per ogni impianto una riduzione nel primo periodo, in base al periodo residuo, e un incremento della tariffa nel secondo periodo, si arriva ad una stima che *descrive una riduzione costante dell'onere per i primi 5 anni; tale riduzione decresce quindi per lo più linearmente fino al 2026, dopodiché, fino al 2039, si mantiene in un range più contenuto, sia in termini di riduzione (fino al massimo di 37 € mln) sia in termine di incremento dell'onere (fino al massimo di 23 € mln)* (GSE, 2015).

**Figura 12 Scenario di riduzione del costo indicativo annuo legato alla rimodulazione degli incentivi degli impianti fotovoltaici [€ mln]**

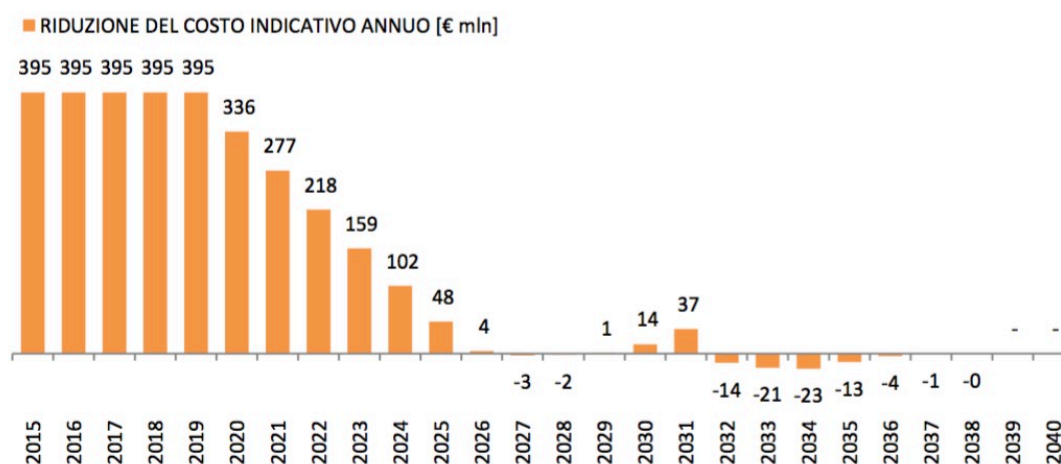


Figura 42: GSE - "Rapporto Attività 2015" (GSE, 2015)

<sup>23</sup> Dati GSE 2015 [4]

### 3.5.2 Rimodulazione degli incentivi per gli impianti IAFR

Con il D.M. del 6 novembre del 2014 il governo ha fissato le nuove modalità per la rimodulazione degli incentivi per gli impianti IAFR.

Esse si applicano su base volontaria, interessano quegli impianti che vengono incentivati tramite i Certificati Verdi, le Tariffe Onnicomprensive e quelle premio e si articolano in due possibili opzioni:

- gli operatori possono scegliere di avere un'estensione del periodo di incentivazione per 7 anni, riducendo però l'ammontare annuo dell'incentivo, ciò con la finalità di redistribuirlo su tutto il periodo extra con un tasso di interesse tra il 2% e il 3,2%, in base al tipo di impianto incentivato;
- gli operatori possono scegliere di mantenere l'incentivo attuale fino alla sua scadenza con il caveat di non poter più accedere ad ulteriori modalità incentivanti sullo stesso sito né al RID o allo SSP per i successivi dieci anni.

Il numero di impianti che ha aderito a questa rimodulazione è di 237 per una potenza complessiva incentivata pari a 942 MW.

La tipologia di impianto che ha aderito maggiormente a questa iniziativa è quella degli impianti idroelettrici, con 198 impianti sul totale, una quota di 743 MW di potenza e un risparmio per il primo anno in termini di onere da sostenere di 38,7 mln di €.

Complessivamente la riduzione dei costi per il primo anno è pari a 51,2 mln di €.

Assumendo una producibilità degli impianti invariata nel tempo e prezzi dell'energia costanti si può costruire uno scenario in cui *si osserva una riduzione del costo indicativo annuo decrescente fino al 2024, seguita da un aumento dell'onere fino a circa 50 € mln nel 2028-2029; tale incremento quindi gradualmente esaurisce i suoi effetti, fino ad annullarsi nel 2035* (GSE, 2014).

**Tabella 31 Adesione degli impianti non fotovoltaici alla rimodulazione volontaria**

FORTE	NUMERO	POTENZA [MW]	PERIODO RESIDUO MEDIO [ANNI]	RIDUZIONE MEDIA INCENTIVO 1° ANNO	RIDUZIONE COSTO INDICATIVO ANNUO 1° ANNO [€ mln]
Idroelettrico	198	743	5,41	59%	38,7
Eolico	22	78	5,38	60%	9,3
Geotermoelettrico	2	80	1,34	83%	-
Biomasse Solide	3	28	7,84	46%	0,4
Bioliquidi	1	0	8,55	39%	0,0
Biogas	11	13	5,56	57%	2,8
<b>Totale</b>	<b>237</b>	<b>942</b>	<b>5,43</b>	<b>59%</b>	<b>51,2</b>

Figura 43: GSE - "Rapporto Attività 2015" (GSE, 2015)

**Figura 24 Scenario di riduzione del costo indicativo annuo associato alla rimodulazione volontaria degli impianti non fotovoltaici [€ mln]**

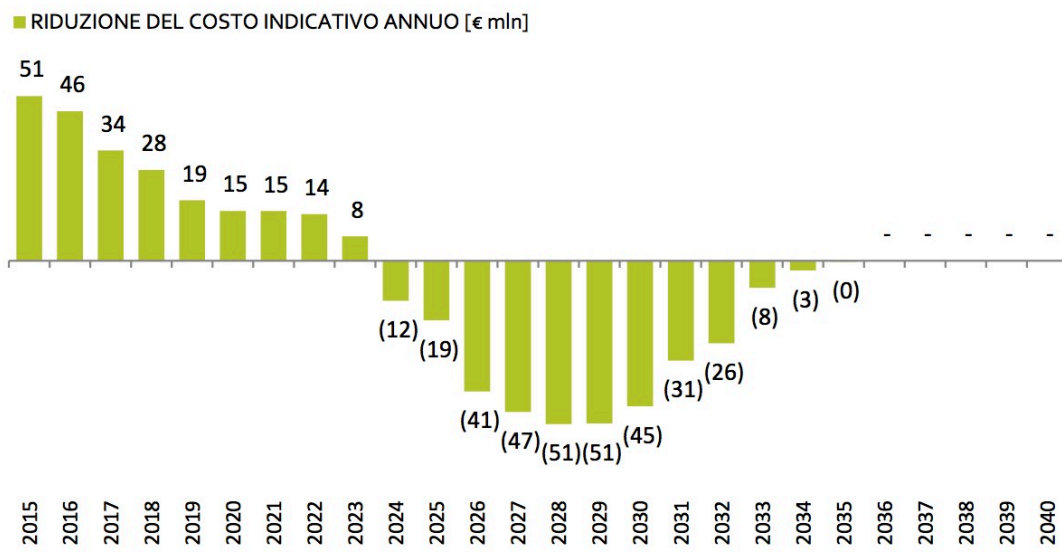


Figura 44: GSE - "Rapporto Attività 2015" (GSE, 2015)

## CAPITOLO 4

### Confronto internazionale

Nei precedenti capitoli si è analizzato come l'introduzione di incentivi alla produzione di energia da fonti rinnovabili abbia favorito il rapido sviluppo del settore, come tali modalità abbiano permesso il raggiungimento con netto anticipo degli obiettivi fissati per il 2020, come la crescita del settore abbia avuto impatti positivi sul livello occupazionale e sulla creazione di valore aggiunto per l'intera economia italiana e come il governo, a seguito di tutti questi risultati più che positivi, abbia ritenuto necessario ridurre tali incentivi.

Le motivazioni di questa decisione sono da ricercare nel fatto che le modalità incentivanti sono, per loro natura, temporanee e servono a velocizzare la crescita di determinati settori dell'economia e, avendo raggiunto tale risultato, la loro utilità cessa di esistere.

Tuttavia sono in molti a pensare, primi fra tutti le associazioni di categoria come "ANIE Rinnovabili" e "Legambiente", che la scelta di ridurre e gradualmente eliminare gli incentivi non sia stata la migliore possibile.

A sostegno della loro tesi, queste associazioni affermano che l'Italia avrebbe potuto fare molto meglio, che prolungando gli incentivi si sarebbero potuti aumentare i benefici occupazionali e per l'economia tutta, si sarebbe potuto raggiungere in anticipo un maggiore grado di indipendenza energetica dagli altri Paesi e che non avremmo fatto altro che anticipare uno scenario che la comunità mondiale ci avrebbe comunque richiesto di raggiungere in un prossimo futuro.

La domanda allora sorge spontanea: è stata presa una decisione corretta oppure no?

Per cercare di rispondere a tale quesito uno degli approcci possibili è quello di andare ad analizzare cosa hanno fatto gli altri Paesi, quelli europei in primis e poi quelli nel resto del mondo.

Hanno raggiunto anche loro gli obiettivi del 2020 in anticipo come noi? Riusciranno a raggiungerli? Se un gran numero di Paesi europei sul totale li ha raggiunti in anticipo, è lecito pensare che siano stati fissati in maniera troppo conservativa e che si sarebbe potuto invece osare di più? E ancora, quei Paesi che li hanno raggiunti cosa hanno deciso di fare? Porre fine agli incentivi come abbiamo fatto noi o continuare ad investire in quello che sarà sicuramente il futuro dell'approvvigionamento energetico?

Per rispondere a queste domande non è sufficiente utilizzare i dati relativi alla sola economia italiana in possesso del GSE e dell'Istat, è necessario analizzare la questione

utilizzando una prospettiva e delle banche dati più ampie e per far ciò verranno utilizzati i dati forniti da IEA, IRENA, REN21 ed Eurostat.

## 4.1 Lo scenario europeo

Come anticipato, ogni Paese europeo ha aderito, con la Direttiva 2009/28/CE, al raggiungimento di una quota prefissata di consumi sul totale nazionale da soddisfare tramite energia prodotta da FER.

Nella tabella sotto riportata vengono illustrati gli obiettivi per il 2020 di ogni singolo Paese europeo e come, a partire dal 2004, la quota delle FER si sia evoluta di anno in anno.

Paese	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	TARGET 2020	% TARGET
EU (28 countries)	8,5	9	9,5	10,4	11	12,4	12,8	13,1	14,3	15	16	20	80,0%
Belgium	1,9	2,3	2,7	3,4	3,8	5,1	5,5	6,2	7,2	7,5	8	13	61,5%
Bulgaria	9,4	9,4	9,6	9,2	10,5	12,1	14,1	14,3	16	19	18	16	112,5%
Czech Republic	5,9	6	6,4	7,4	7,6	8,5	9,5	9,5	11,4	12,4	13,4	13	103,1%
Denmark	14,9	16	16,4	17,8	18,6	20	22,1	23,5	25,6	27,3	29,2	30	97,3%
Germany	5,8	6,7	7,7	9,1	8,6	9,9	10,5	11,4	12,1	12,4	13,8	18	76,7%
Estonia	18,4	17,5	16,1	17,1	18,9	23	24,6	25,5	25,8	25,6	26,5	25	106,0%
Ireland	2,4	2,9	3,1	3,6	4,1	5,1	5,6	6,6	7,1	7,7	8,6	16	53,8%
Greece	6,9	7	7,2	8,2	8	8,5	9,8	10,9	13,4	15	15,3	18	85,0%
Spain	8,3	8,4	9,2	9,7	10,8	13	13,8	13,2	14,3	15,3	16,2	20	81,0%
France	9,4	9,6	9,3	10,2	11,1	12,1	12,6	11,1	13,4	14	14,3	23	62,2%
Croatia	23,5	23,8	22,7	22,2	22	23,6	25,1	25,4	26,8	28,1	27,9	20	139,5%
Italy	6,3	7,5	8,4	9,8	11,5	12,8	13	12,9	15,4	16,7	17,1	17	100,6%
Cyprus	3,1	3,1	3,3	4	5,1	5,6	6	6	6,8	8,1	9	13	69,2%
Latvia	32,8	32,3	31,1	29,6	29,8	34,3	30,4	33,5	35,7	37,1	38,7	40	96,8%
Lithuania	17,2	17	17	16,7	18	20	19,8	20,2	21,7	23	23,9	23	103,9%
Luxembourg	0,9	1,4	1,5	2,7	2,8	2,9	2,9	2,9	3,1	3,6	4,5	11	40,9%
Hungary	4,4	4,5	5,1	5,9	6,5	8	8,6	9,1	9,6	9,5	9,5	13	73,1%
Malta	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	1,1	1,9	2,9	3,7	4,7	10	47,0%
Netherlands	2,1	2,5	2,8	3,3	3,6	4,3	3,9	4,5	4,7	4,8	5,5	14	39,3%
Austria	23,3	23,8	25,3	27,3	28,2	30,2	30,6	30,8	31,6	32,3	33,1	34	97,4%
Poland	6,9	6,9	6,9	6,9	7,7	8,7	9,2	10,3	10,9	11,3	11,4	15	76,0%
Portugal	19,2	19,5	20,8	21,9	23	24,4	24,2	24,7	25	25,7	27	31	87,1%
Romania	17	17,6	17,1	18,3	20,5	22,7	23,4	21,4	22,8	23,9	24,9	24	103,8%
Slovenia	16,1	16	15,6	15,6	15	20	20,5	20,2	20,9	22,5	21,9	25	87,6%
Slovakia	6,4	6,4	6,6	7,8	7,7	9,4	9,1	10,3	10,4	10,1	11,6	14	82,9%
Finland	29,2	28,8	30	29,6	31,4	31,4	32,4	32,8	34,4	36,7	38,7	38	101,8%
Sweden	38,7	40,6	42,7	44,2	45,3	48,2	47,2	49	51,1	52	52,6	49	107,3%
United Kingdom	1,2	1,4	1,6	1,8	2,7	3,3	3,7	4,2	4,6	5,6	7	15	46,7%
Iceland	58,9	60,1	60,8	71,5	67,5	69,7	70,4	71,6	72,3	71,3	71,1	nd	nd
Norway	58,1	59,8	60,3	60,2	61,8	64,9	61,2	64,8	65,9	66,7	69,2	nd	nd
Switzerland	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd

Figura 45: Dati Eurostat 2016: "Share of renewable energy in gross final energy consumption" - Rielaborazione personale (Eurostat, 2016)

Da questi dati appare evidente come ogni Stato si sia impegnato ad incrementare tale quota e, rapportando il target individuale alla percentuale di energia da FER raggiunta nel 2014, possiamo notare come la quota minima di raggiungimento dell'obiettivo sia del 39,3%.

Nell'ultima colonna della tabella viene riportata, quindi, la percentuale di obiettivo raggiunto per ogni singolo Paese con riferimento al 2014.

Per rendere i dati di più facile e immediata lettura si è scelto di graduare tramite l'utilizzo di colori tali percentuali, a quella più bassa è associato il rosso più intenso mentre a quella più alta il verde più saturo.

In media si è raggiunto l'83,4% degli obiettivi individuali, contro una percentuale prevista dall'UE per i 28 Paesi pari all'80%.

Ciò va a confermare come, in media, i Paesi abbiano ottenuto performance migliori di quanto previsto nel 2009.

Appare evidente, quindi, come gli obiettivi fissati dall'UE non siano stati fissati in maniera conservativa e come, con l'eccezione di alcuni casi sia negativi che positivi, tutti gli Stati membri si stiano muovendo ad uno stesso passo.

In questa chiave di lettura risulta ancora più chiaramente come la performance italiana non sia da liquidare come un risultato scontato e di poco conto, soprattutto se si tiene conto del fatto che, al 2014, solo altri nove Paesi europei hanno raggiunto e superato gli obiettivi fissati.

Nella tabella, nella sezione relativa alle quote annue di energia FER sul totale, sono state evidenziate in verde le celle nelle quali tale quota risulta maggiore di quella prevista per il 2020.

Come è possibile notare la Croazia è l'unico Paese europeo ad aver raggiunto gli obiettivi nel periodo precedente al 2004.

Nel 2011, invece, li raggiungono sia l'Estonia sia la Svezia, seguite nel 2013 dalla Lituania e nel 2014 dagli altri cinque dei nove Paesi che sono riusciti a fare altrettanto, ovvero Bulgaria, Repubblica Ceca, Italia, Romania e Finlandia.

Nell'analizzare tali dati, soprattutto la quota di raggiungimento media degli obiettivi e il numero di Paesi che sono riusciti a raggiungerli prima del termine, è importante considerare che ci sono due Paesi esclusi dalla trattazione in quanto non sono tra i 28 che si sono dati obiettivi, ovvero Islanda e Norvegia, ma che hanno una quota media di consumi da FER sul totale pari al 70% e che quindi innalzerebbero la quota media di tutta l'UE di svariati decimali.

Assumendo per questi due Paesi, infatti, un obiettivo pari al 50%, simile a quello della Svezia, la media europea del raggiungimento degli obiettivi passerebbe dall'83,4% all'87,1%; i due Stati avrebbero raggiunto, al 2014, rispettivamente il 142,2% e il 138,4% del proprio target per il 2020.

Per quanto riguarda invece l'andamento degli investimenti nella produzione di energia da FER a seguito del raggiungimento degli obiettivi, se andiamo ad analizzare la percentuale del target raggiunto nel 2014 tra i nove Paesi più rapidi, l'Italia risulta essere quello con la quota più bassa, appena il 100,6%, mentre la media di questi Stati è del 108,7%, laddove, se scegliamo di eliminare la performance record della Croazia, essa si attesta intorno al 104,9%.

In questo caso possiamo affermare che l'Italia avrebbe potuto fare di più, ma bisogna sottolineare come ciò sia solo in relazione ad un insieme di Paesi che hanno ottenuto performance eccellenti, come su di noi gravi ancora il peso di un debito pubblico enorme che ci lega le mani e come, nonostante i molti vincoli che il nostro Stato ha,



siamo riusciti ad essere parte di una rosa di nove membri che hanno superato le aspettative che invece si sono rivelate appropriate per altri diciannove Paesi.

## 4.2. Lo scenario mondiale

Il 2015 è stato un anno molto importante per le energie rinnovabili, si è avuta, infatti, la più alta aggiunta di capacità produttiva globale di sempre, in particolare si stima ci sia stata un'aggiunta di 147 GW in capacità elettrica e 38 GWth in capacità termica<sup>24</sup>.

Si è stimato che nel 2014 le energie rinnovabili abbiano contribuito alla soddisfazione dei consumi globali di energia per una quota pari al 19,2%, in particolare si è notato un aumento della percentuale di NFER, che hanno raggiunto una quota pari al 10,3%, mentre la quota delle biomasse tradizionali rimane pressappoco la stessa dell'anno precedente, fermandosi all'8,9% del totale.

Estimated Renewable Energy Share of Global Final Energy Consumption, 2014

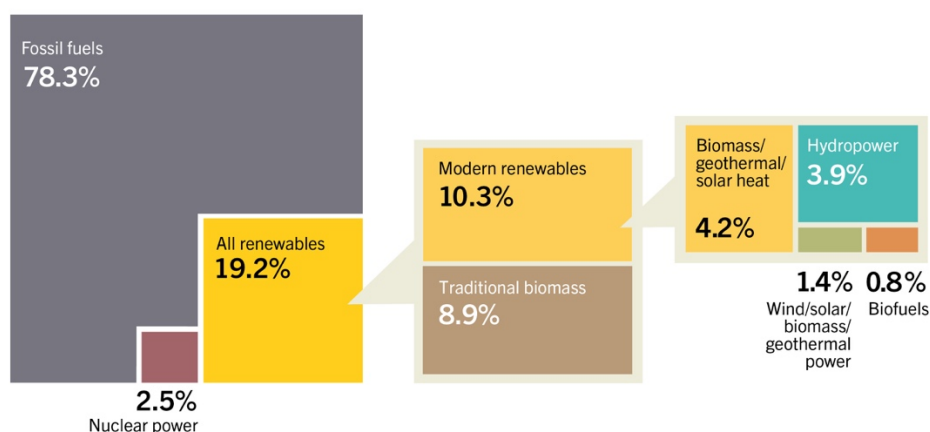


Figura 46: REN21: "Renewable 2016 Global Status Report" (REN21, 2016)

A livello mondiale l'International Energy Agency (IEA) prevede che per il 2020 la quota di produzione di energia elettrica da FER si attesterà attorno al 27% - 28% della produzione totale.

I dati riportati nella tabella sottostante sono stati pubblicati dall'IEA nel 2014 e trattano sia il livello a consuntivo della produzione globale sia quelli delle singole regioni in cui è possibile dividere le economie mondiali.

Nel 2013 si è avuto un aumento di circa 240 TWh di energia generata da FER, con una crescita del 5% annuo, e si sono raggiunti quasi 5.070 TWh di energia da FER a livello globale, portando la quota contribuzione delle FER al 22%<sup>25</sup>.

<sup>24</sup> Dati REN21 2016 [27]

<sup>25</sup> Dati IEA 2014 [18]

Nei dati che vengono pubblicati dalle agenzie internazionali in materia di energie rinnovabili e che verranno trattati nel prosieguo del capitolo, generalmente si fa riferimento a Paesi OECD e Paesi non-OECD, tale differenziazione si basa sull'appartenenza o meno di suddetti Stati all'Organisation for Economic Cooperation and Development. Tale organizzazione è nata nel 1961 e include 35 tra i Paesi più avanzati del mondo, in particolare quelli appartenenti all'UE, il Regno Unito, Australia, Canada, Cile, Israele, Giappone, Corea, Messico, Turchia e Stati Uniti, ed è stata istituita con l'obiettivo di coordinare le politiche dei singoli Stati membri per favorire lo sviluppo economico.

**Figure 1 Global renewable electricity production by region, historical and projected**

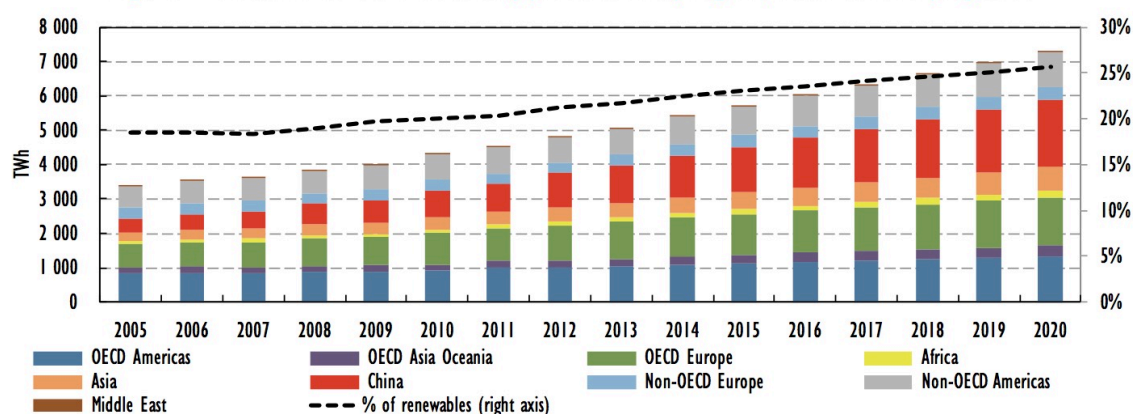


Figura 47: Dati IEA 2014 (IEA, 2014)

Dalla tabella possiamo notare come la Cina sia il Paese con il più alto incremento di anno in anno di quota di energia prodotta dalle FER e si prevede che entro il 2020 questo Paese sarà l'assoluto protagonista a livello di contribuzione per la produzione globale di energia rinnovabile.

Gli altri maggiori contribuenti sono i paesi OECD in America e in Europa, seguiti da quelli non-OECD americani.

Questo aumento nella quota di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili si spiega tramite l'aumento del numero di Paesi che hanno deciso di adottare dei target relativi alla produzione da FER.

Si è passati da un totale di 43 Paesi nel 2005 ad uno di 164 nell'arco di soli dieci anni, l'incremento maggiore si è avuto nel periodo che va dal 2011 al 2013.

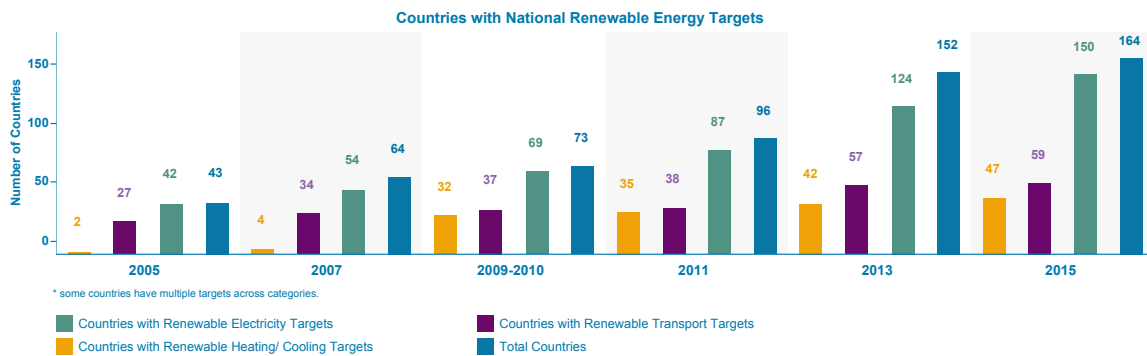


Figura 48: Dati IRENA 2016 (IRENA, 2016)

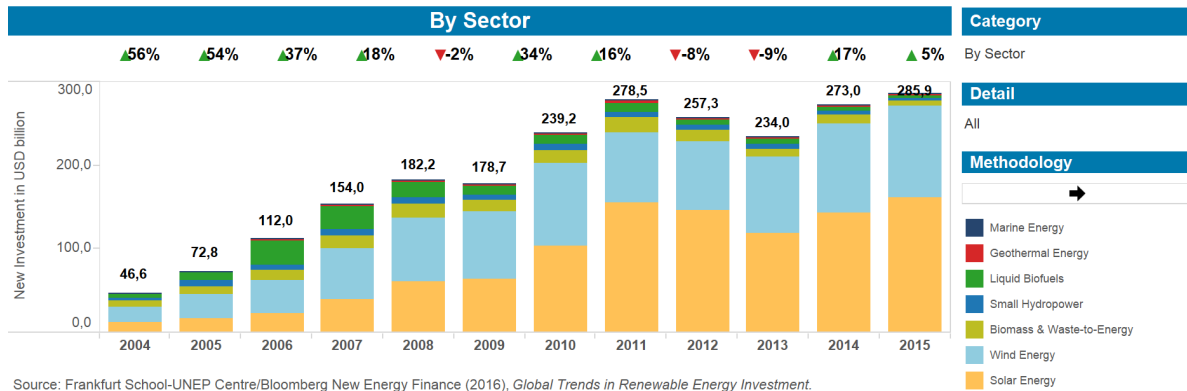
Come è possibile notare dalla tabella gli sforzi dei vari Paesi si concentrano principalmente negli obiettivi relativi alla quota di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili, seguiti da quelli relativi ai trasporti e in fine quelli per il riscaldamento e il raffreddamento.

Tale andamento si riflette anche nel trend relativo ai nuovi investimenti, che ha un andamento positivo e raggiunge un nuovo record nel 2015.

In quell'anno gli investimenti alle rinnovabili, con l'esclusione dei grandi progetti nel settore idroelettrico, sono aumentati del 5%, arrivando a 285,9 miliardi di dollari (USD), superando anche il record di 278,5 miliardi \$ del 2011.

Nel calcolo dei nuovi investimenti si è scelto di non includere anche quelli nei grandi progetti idroelettrici in quanto essi sfruttano una tecnologia altamente matura e consolidata e quindi non condividono lo stesso grado di sviluppo e incertezza che caratterizza, invece, gli investimenti nelle altre fonti di energia rinnovabili, quali ad esempio quella eolica o solare.

Gli andamenti negativi che si possono osservare nella tabella sottostante sono da attribuire alla rivalutazione del dollaro degli ultimi anni che quindi ha un impatto negativo nel momento in cui si va a convertire l'entità degli investimenti espressi in altre valute. In aggiunta a ciò va considerato anche la brusca caduta dei prezzi del petrolio, del carbone e del gas che ha contribuito ad un aumento degli investimenti in energie fossili.



Source: Frankfurt School-UNEP Centre/Bloomberg New Energy Finance (2016), *Global Trends in Renewable Energy Investment*.  
Note: Investment volume adjusts for re-invested equity. Total values include estimates for undisclosed deals.

Figura 49: Frankfurt School-UNEP Centre/Bloomberg New Energy Finance 2016: "Global Trend in Renewable Energy Investment"- Dati presenti nel Database IRENA 2016 (Bloomberg New Energy Finance, 2016)

Se alla quota di nuovi investimenti nel 2015 aggiungiamo anche quella per i progetti idroelettrici superiori a 50 MW, si arriva ad almeno 328,9 miliardi di dollari.

Questi dati sono impressionanti se consideriamo che i nuovi investimenti in progetti che sfruttano il carbone o il gas sono di appena 130 miliardi di dollari, la metà rispetto a quelli destinati per i progetti alimentati da FER e ancora meno se tra questi ultimi includiamo anche quelli per gli impianti idroelettrici di grandi dimensioni.

Questa differenza in favore delle rinnovabili è la più grande mai registrata.

Un altro dato molto importante è che nel 2015, per la prima volta nella storia, gli investimenti in energie rinnovabili sono stati maggiori nei Paesi in via di sviluppo rispetto a quelli già sviluppati.

Tra le economie in via di sviluppo hanno giocato un ruolo da protagonisti la Cina, l'India e il Brasile, incrementando gli investimenti del 19% rispetto al 2014 arrivando a ben 156 miliardi di dollari.

Di questi 156 miliardi la maggior parte spetta alla Cina, che con una quota di 102,9 miliardi di dollari provvede, da sola, al 36% degli investimenti globali.

In contrasto a questa tendenza, gli investimenti nelle economie sviluppate subiscono un decremento complessivo dell'8%, per un totale di circa 130 miliardi di dollari.

Il decremento più pronunciato è osservabile in Europa, -21% rispetto al 2014.

L'unico Paese sviluppato ad avere un incremento significativo negli investimenti sono gli Stati Uniti, + 19%, il più grande a partire dal 2011<sup>26</sup>.

Conseguenza diretta dell'aumento degli investimenti nelle energie rinnovabili è l'incremento dei posti di lavoro nei settori ad esse correlati.

<sup>26</sup> REN21: "Renewables 2016 Global Status Report" [28]

Come è possibile notare dal grafico sottostante, nel 2015 il totale degli occupati nel settore delle energie rinnovabili è di 8,1 milioni, con un incremento del 30% rispetto ai 5,7 milioni del 2012.

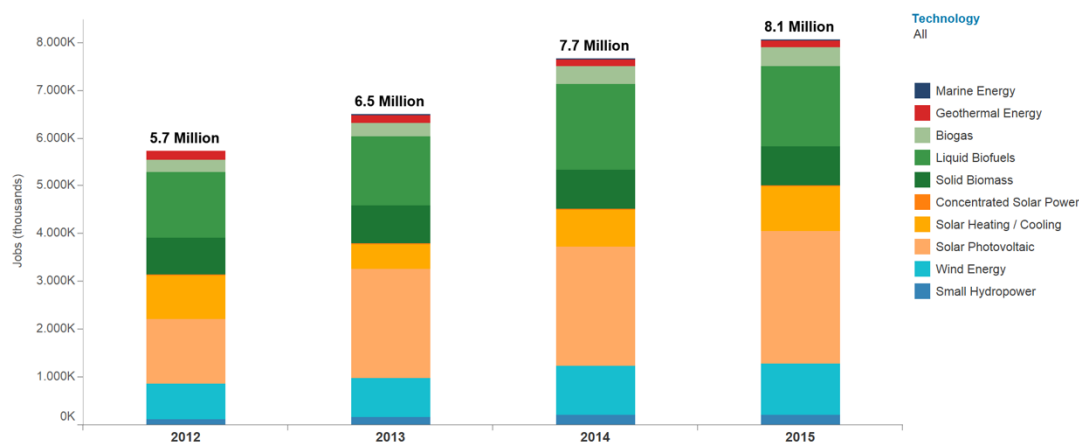


Figura 50: Dati IRENA 2015 – Occupazione nel settore delle energie rinnovabili tra il 2012 e il 2015

Tenendo in considerazione tutte le tecnologie in cui si articolano le energie rinnovabili, nel 2015 i maggiori employers sono stati Cina, Brasile, Stati Uniti e India.

Nel dettaglio, suddividendo gli occupati in base alla tipologia di tecnologia con cui entrano in contatto, abbiamo i seguenti dati<sup>27</sup>:

1. nel solare fotovoltaico sono presenti 2.772.000 di occupati;
2. nel biocarburante liquido 1.678.000;
3. nell'eolico 1.081.000;
4. nel solare utilizzato per il riscaldamento e il raffreddamento 939.000;
5. nelle biomasse solide 822.000;
6. nel biogas 382.000;
7. nel settore idroelettrico con impianti di piccole dimensioni 204.000;
8. nel settore dell'energia geotermica 160.000;
9. nei settori delle restanti fonti rinnovabili 42.700 occupati.

Andando ad analizzare la capacità installata di impianti che sfruttano le varie tipologie di fonti di energia rinnovabili, ad esclusione di quella idroelettrica, è possibile stilare una classifica dei Paesi con il più alto numero di installazioni per il 2015.

Aggregando le varie tipologie di fonti possiamo notare come la maggior parte di potenza sia generata da energia eolica, seguita da quella solare derivante dai pannelli fotovoltaici e dalle bioenergie.

Nel grafico sottostante viene evidenziata la capacità di potenza installata a livello globale, nell'Europa a 28 Paesi, nei Paesi BRICS (Brasile, Russia, India, Cina e Sud

<sup>27</sup> Dati IRENA 2016 [22]

Africa) e nei primi sette Paesi per installazione, ovvero nell'ordine: Cina, Stati Uniti, Germania, Giappone, India, Italia e Spagna.

### Renewable Power Capacities in World, EU-28, BRICS and Top Seven Countries, End-2015

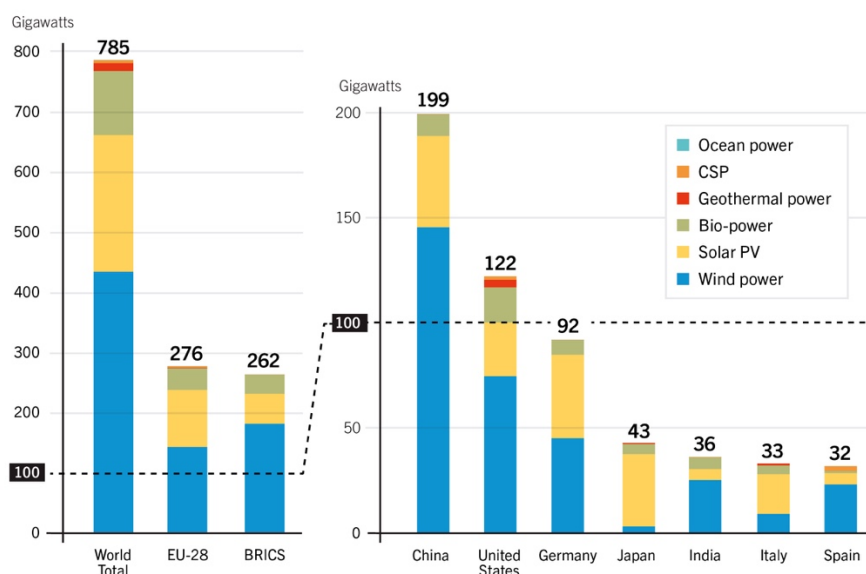


Figura 51: Dati IRENA 2016 (IRENA, 2016)

È importante sottolineare come l'Italia, nonostante la controversa rimodulazione degli incentivi del 2014, sia parte dei primi sette Paesi a livello mondiale per potenza installata nel 2015.

È possibile apprezzare meglio i risultati derivanti dalle politiche incentivanti messe in atto nel nostro Paese se si prendono in considerazione le classifiche dei quindici Paesi con il maggior valore di potenza installata con riferimento alle diverse fonti rinnovabili.

In tutti questi casi l'Italia è sempre presente e non arriva mai ad una posizione più bassa della tredicesima.

Andiamo ad analizzare nel dettaglio le varie tipologie di fonti rinnovabili:

- nel settore idroelettrico troviamo l'Italia in undicesima posizione, con una potenza pari a 22.098 MW, mentre in prima posizione c'è la Cina, con 320.910 MW;
- in quello delle bioenergie l'Italia è nona, con 3.826 MW a fronte dei 15.886,9 MW del Brasile;
- nel settore geotermico l'Italia è in sesta posizione, con una capacità installata di 824 MW a fronte dei 3.567 MW degli Stati Uniti;
- in quello che sfrutta l'energia solare siamo in quinta posizione, con 18.916 MW, a fronte dei 43.194 MW della Cina;
- mentre nel settore eolico siamo in nona posizione, con 9.126 MW rispetto ai 129.340 MW della Cina.

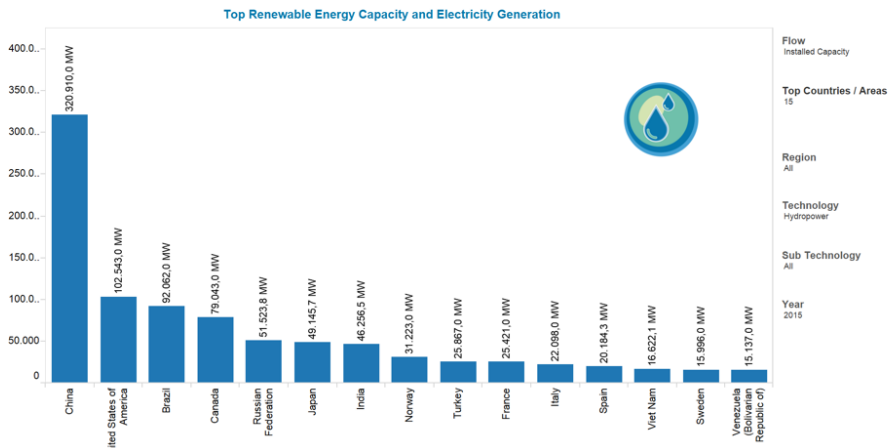


Figura 52: Dati IRENA 2016 (IRENA, 2016)

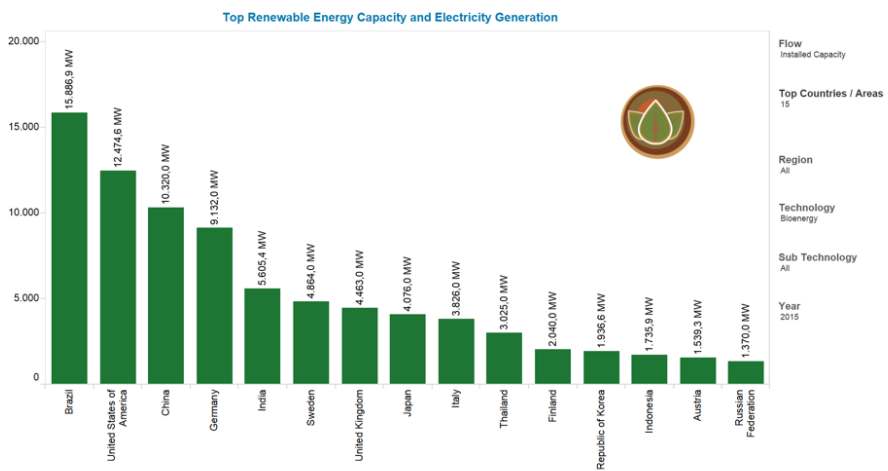


Figura 53: Dati IRENA 2016 (IRENA, 2016)

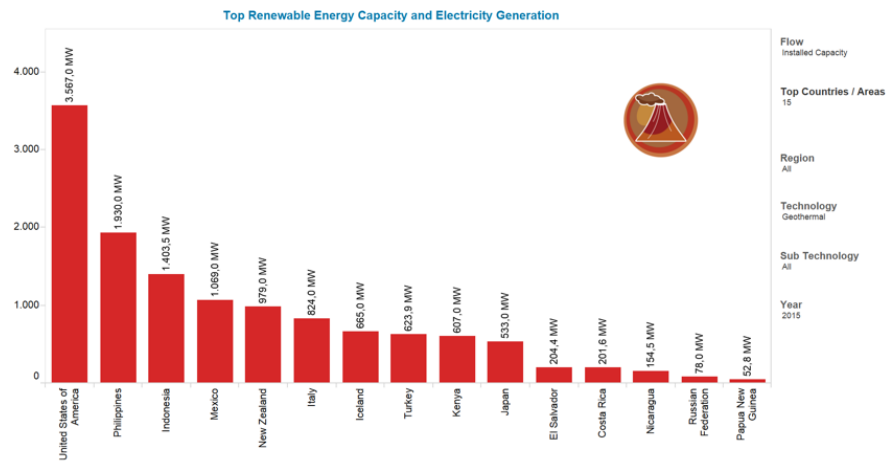


Figura 54: Dati IRENA 2016 (IRENA, 2016)

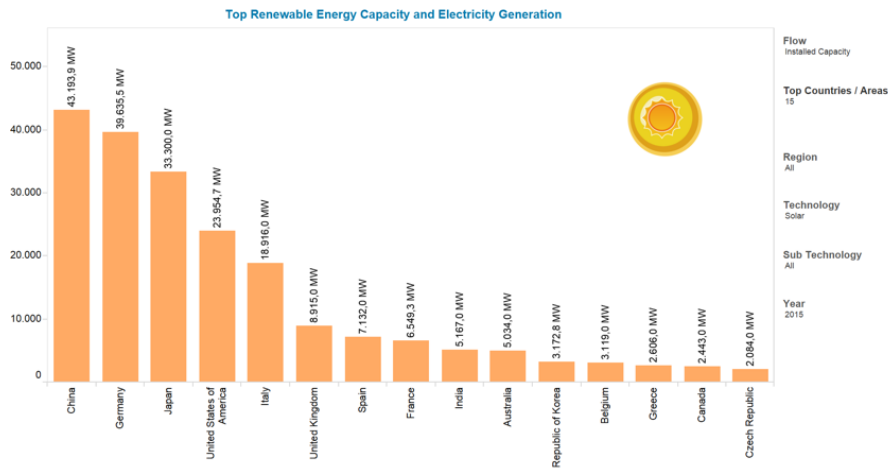


Figura 55: Dati IRENA 2016 (IRENA, 2016)

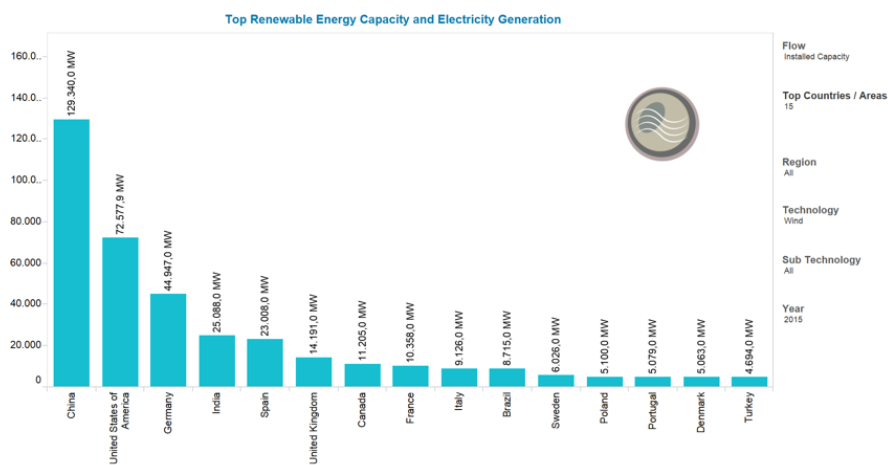


Figura 56: Dati IRENA 2016 (IRENA, 2016)

Tutti questi dati mostrano come, sia a livello europeo sia a livello mondiale, si creda molto nello sviluppo delle fonti di energia rinnovabili come uso alternativo e, nel medio lungo termine, sostitutivo delle fonti fossili.

Grazie agli sforzi congiunti di tutti i Paesi si stima che sarà possibile arrivare nel 2020 ad una quota pari circa al 28% di energia prodotta da fonti rinnovabili rispetto al totale.

E la vera sfida che gli Stati che già stanno investendo molto in queste nuove fonti di energia dovranno affrontare sarà quella di convincere le economie in via di sviluppo a fare altrettanto, perché, seppur vero che gli approvvigionamenti da fonti fossili sono al momento più economici di quelli da fonti rinnovabili, è importante gettare il prima possibile le basi per il progresso, in quanto le fonti fossili avranno vita breve e continuare ad investire in loro è solo uno spreco di denaro.



## CONCLUSIONI

Nel corso di questa mia ricerca è emerso come il tema delle fonti di energia rinnovabili sia da una parte molto attuale e sentito a livello internazionale e come, dall'altra, esso sia molto controverso.

Numerosi sono stati i tentativi di raggiungere un accordo a livello internazionale sulla riduzione delle emissioni di gas serra e sull'incremento della quota di energia derivante da FER ma molti sono falliti, primo fra tutti il protocollo di Kyoto. L'ultima speranza risiede negli accordi che sono scaturiti dalla COP21, ma purtroppo essi non sono ancora vincolanti.

A supplire a questa carenza abbiamo visto come sia intervenuta l'iniziativa dei singoli Paesi che, avendo sottoscritto ognuno il proprio INDC, si sono dati degli obiettivi individuali da raggiungere entro il 2020.

Sotto questo punto di vista spicca l'iniziativa dell'Unione Europea, che, tramite gli obiettivi sanciti dalla Direttiva 2009/28/CE, ha assunto un ruolo chiave nel dare inizio alla campagna di sensibilizzazione che ha portato più di 160 Paesi a porre in essere azioni concrete nel passaggio ad un'economia più sostenibile energeticamente.

Abbiamo visto come negli ultimi anni la Cina e altre economie emergenti stiano assumendo il ruolo di protagonisti nella quota di investimenti a tali fonti di energia mentre si assiste al declino del ruolo preponderante dell'Europa.

In questo contesto l'Italia non è rimasta ferma, si è operata per il raggiungimento dei suoi obiettivi e, con grandi sforzi economici, è riuscita a raggiungerli con sei anni di anticipo, entrando a far parte di quella rosa di nove Stati europei che sono riusciti a fare altrettanto.

L'Italia non ha assunto un ruolo importante solo a livello europeo, ma anche a livello mondiale.

Andando ad analizzare le classifiche globali relative alle capacità produttive installate per le singole tipologie di fonti rinnovabili, l'Italia risulta nel 2015 tra i primi undici paesi in tutte quante le categorie, e addirittura in quinta e sesta posizione rispettivamente nella capacità installata in impianti che sfruttano l'energia solare e geotermica.

Tenendo in considerazione gli ottimi risultati raggiunti, le associazioni di categoria come "Legambiente" e "ANIE Rinnovabili" non reputano una scelta corretta la rimodulazione a ribasso degli incentivi alle fonti di energia rinnovabili.

Ma bisogna ricordare come gli incentivi, per loro natura, siano temporanei e con l'obiettivo di sviluppare determinati settori chiave per l'economia nazionale, e come, una volta raggiunti questi obiettivi, essi perdano il diritto di rimanere in essere.

E se da una parte è vero che tutto il mondo continua ad investire in quella che sarà l'energia del futuro, non dobbiamo dimenticare come su di noi gravi ancora il peso di un debito pubblico di enormi dimensioni e come questo, purtroppo, ci impedisca di continuare ad investire.

Nonostante tutto è giusto fare un plauso all'Italia per i traguardi che ha raggiunto e sperare che le vicende relative al settore delle energie rinnovabili ispirino i vari governi che si avvicenderanno nel corso del tempo ad iniziare una programmazione ben congegnata su tutti gli altri settori dell'economia italiana, in quanto, come abbiamo visto, se ci si pone degli obiettivi realizzabili e ci si adopera per raggiungerli, l'Italia non smette di stupire piacevolmente con i propri risultati.

## Bibliografia

- [1] **Bloomberg New Energy Finance** Global Trend in Renewable Energy Investment [Rapporto]. - 2016.
- [2] **COM** Relazione sui progressi compiuti nel campo delle energie rinnovabili [Rapporto]. - 2015.
- [3] **Eurostat** Share of renewable energy in gross final energy consumption [Rapporto]. - 2016.
- [4] **GSE** [Rapporto]. - 2015.
- [5] **GSE** [Rapporto]. - 2014.
- [6] **GSE** Energia da fonti rinnovabili nelle regioni e nelle province autonome italiane - Dati statistici 2012-2014 e monitoraggio degli obiettivi burden sharing [Rapporto]. - 2016.
- [7] **GSE** Energie da fonti rinnovabili in Italia - Dati preliminari 2015 [Rapporto]. - 2015.
- [8] **GSE** La valutazione delle ricadute economiche e occupazionali dello sviluppo delle fonti energetiche rinnovabili in Italia [Rapporto]. - 2016.
- [9] **GSE** Monitoraggio obiettivo settore elettrico [Online]. - 2015. - <http://www.gse.it/it/Statistiche/Simeri/Monitoraggio/Monitoraggio%20Nazionale/Pagine/default.aspx>.
- [10] **GSE** Monitoraggio obiettivo settore termico [Online]. - 2015. - <http://www.gse.it/it/Statistiche/Simeri/Monitoraggio/Obiettivo%20settore%20termico/Pagine/default.aspx>.
- [11] **GSE** Monitoraggio obiettivo settore trasporti [Online]. - 2015. - <http://www.gse.it/it/Statistiche/Simeri/Monitoraggio/Obiettivo%20settore%20trasporti/Pagine/default.aspx>.
- [12] **GSE** Monitoraggio raggiungimento obiettivi regionali - Burden sharing [Online]. - 2015. - [http://www.gse.it/it/Statistiche/Simeri/Monitoraggio\\_Regionale/Pagine/default.aspx](http://www.gse.it/it/Statistiche/Simeri/Monitoraggio_Regionale/Pagine/default.aspx).
- [13] **GSE** Obiettivo complessivo Italia 2020 [Online]. - 2015. - <http://www.gse.it/it/Statistiche/Simeri/Monitoraggio/Obiettivocomplessivo/Pagine/ObiettivoComplessivo.aspx>.
- [14] **GSE** Rapporto Attività 2015 [Rapporto]. - 2015.
- [15] **GSE** Rapporto Statistico 2014 [Rapporto]. - 2014.
- [16] **GSE** Scenari di evoluzione del "Contatore FER" [Rapporto]. - 2016.
- [17] **GSE** Speciale Energia Rinnovabile: principali indicatori relativi ai diversi meccanismi di incentivazione delle fonti rinnovabili 2013-2018 [Rapporto].
- [18] **IEA** [Rapporto]. - 2014.
- [19] **IEA** Medium-Term Market Report Renewable Energy 2013 [Rapporto]. - 2013.
- [20] **IEA** Medium-Term Market Report Renewable Energy 2014 [Rapporto]. - 2014.

- [21] **IEA** Medium-Term Market Report Renewable Energy 2015 [Rapporto]. - 2015.
- [22] **IRENA** [Rapporto]. - 2016.
- [23] **KiteGen** Dati sul vento [Online]. - 2009. - <http://kitegen.com/prodotti/dati-sul-vento/>.
- [24] **Lorenzoni A. e Bano L.** I costi di generazione di energia elettrica da fonti rinnovabili [Rapporto]. - 2007.
- [25] **Ministero dello Sviluppo Economico** PAN 2010 [Rapporto]. - 2010.
- [26] **Ministero dello Sviluppo Economico** Progress report 2015: terza relazione dell'Italia in merito ai progressi ai sensi della Direttiva 2009/28/CE [Rapporto]. - 2015.
- [27] **REN21** [Rapporto]. - 2016.
- [28] **REN21** Renewable 2016 Global Status Report [Rapporto]. - 2016.