

A.3 LA STRATEGIA NAZIONALE

A.3.1 Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima

Il Ministero dello Sviluppo Economico ha pubblicato il 21 gennaio del 2020 il testo del **Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (Pniec)**, predisposto di concerto con il Ministero dell'Ambiente e della tutela del territorio e del mare (oggi Ministero della

Transizione Ecologica) e il Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti (oggi Ministero delle Infrastrutture e Mobilità Sostenibili), che recepisce le novità contenute nel Decreto Legge sul Clima nonché quelle sugli investimenti per il Green Deal europeo previste nella Legge di Bilancio 2020.

Compito del Pniec è, tra l'altro, declinare nel contesto italiano gli obiettivi europei al 2030 in materia di decarbonizzazione, energie rinnovabili ed efficientamento. Cfr. Tabella A.1.

Tabella 68: Obiettivi FER-EE-GHG al 2030, europei ed italiani, a confronto

	UE (Climate & Energy Framework)	Italia Pniec**
Fonti di Energia Rinnovabile (FER)		
Quota di energia da FER nei Consumi Finali Lordi di energia	38-40%* (32%)	30%
Quota di energia da FER nei Consumi Finali Lordi di energia nei trasporti	14%	22%
Quota di energia da FER nei Consumi Finali Lordi per riscaldamento e raffrescamento	+1,3%/anno	+1,3%/anno
Efficienza Energetica (EE)		
Riduzione dei consumi di energia primaria vs. scenario PRIMES 2007	-36-39%* (-32,5%)	-43%
Risparmi consumi finali tramite regimi obbligatori efficienza energetica	-0,8%/anno	-0,8%/anno
Emissioni di gas serra (GHG)		
Riduzione dei GHG per i settori ETS vs. 2005	-43%	-33%
Riduzione dei GHG per i	-30%	

settori non ETS vs. 2005 (Effort Sharing Regulation)		
Riduzione complessiva dei gas a effetto serra vs. 1990	-55%* (-40%)	

**Nuovo obiettivo proposto da Commissione Europea per la legge europea sul clima. Tra parentesi sono riportati i "vecchi" obiettivi del Climate & Energy Framework pre-proposta di rialzo.*

***Al momento della elaborazione del Pniec italiano, il corpus normativo europeo recava ancora un obiettivo di riduzione delle emissioni di gas serra al 2030 pari al -40% rispetto al 1990. Conseguentemente al delinearsi di nuovi obiettivi europei al 2030 con la Legge europea sul clima, verosimilmente anche gli obiettivi del Pniec italiano saranno armonizzati.*

Fonte: elaborazione Mite su dati CE DG Energy e Pniec

A.3.2 Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza

Gli indirizzi della Commissione europea stabiliscono che il **Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR)**, funzionale all'accesso ai fondi stanziati in ambito Next Generation EU, deve essere coerente con il Pniec. L'Italia, tra gli Stati membri, sarà il primo beneficiario delle risorse stanziare mediante Next Generation EU, con circa 200 miliardi di

prestiti e sussidi. Il PNRR prevede di destinare circa 25 miliardi delle risorse provenienti da Next Generation EU alle energie rinnovabili e all'efficienza energetica. Tale contributo si inserisce in un quadro nel quale per gli stessi settori il Pniec prevede che da oggi fino al 2030 saranno da attivare investimenti con risorse private e pubbliche per non meno di 400 miliardi di euro, di cui 150 miliardi di euro aggiuntivi rispetto a uno scenario tendenziale.

A.4 GLI INCENTIVI ALLE FONTI DI ENERGIA RINNOVABILE E ALL'EFFICIENZA ENERGETICA

L'Italia ha previsto diversi meccanismi incentivanti per la produzione di energia da FER che saranno analizzati di seguito. I provvedimenti normativi, sia per le FER che per l'EE, hanno la finalità di affrontare sfide quali:

- ridurre le emissioni globali e decarbonizzare l'economia;
- garantire la sostenibilità delle fonti energetiche primarie;
- contrastare i Cambiamenti Climatici;
- rilanciare la crescita economica;

- creare nuovi posti di lavoro;
- aumentare la competitività delle imprese.

Obiettivi che sono in linea sia con le Raccomandazioni che la comunità internazionale muove all'Italia per quanto riguarda la prestazione economica sia con il rispetto dei vincoli climatici sottoscritti e previsti all'interno dell'Accordo di Parigi e cioè mantenere l'aumento della temperatura "molto al di sotto" dei 2°C e "preferibilmente" entro 1,5°C, rispetto ai livelli pre-industriali.

A.5 GLI INCENTIVI ALLE FONTI DI ENERGIA RINNOVABILI ELETTRICHE

A.5.1 CIP 6/92

L'*excursus* della normativa riguardante le FER e il risparmio energetico parte sostanzialmente dal 1974. Dopo la guerra del Kippùr³⁷³ tutti i Paesi occidentali si scoprirono improvvisamente vulnerabili a causa della propria dipendenza dal petrolio.

Anche l'Italia reagì promulgando normative per far fronte a tale dipendenza. Era il maggio del 1982 quando il governo Spadolini emanò la Legge n. 308 "*Norme sul contenimento dei consumi energetici, lo sviluppo delle fonti rinnovabili di energia e l'esercizio di centrali elettriche alimentate con combustibili diversi dagli idrocarburi*" che introdusse alcune agevolazioni per favorire gli interventi di risparmio energetico e di produzione di energia da FER. Una vera e propria svolta è costituita dall'emanazione della Legge n. 9 del 9 gennaio 1991 (che all'art. 29 conteneva norme

concernenti le "*Agevolazioni fiscali per il contenimento dei consumi energetici*") e soprattutto della Legge n. 10 dello stesso 9 gennaio 1991 "*Norme per l'attuazione del Piano energetico nazionale in materia di uso razionale dell'energia, di risparmio energetico e di sviluppo delle fonti rinnovabili di energia*".

Lo scopo era di contenere i consumi energetici e di promuovere nuove fonti di approvvigionamento nel settore energetico. In particolare, la Legge n. 10/91, in linea con la politica energetica della Comunità Economica Europea, aveva l'obiettivo di tendere verso "*l'uso razionale dell'energia, il contenimento dei consumi di energia nella produzione e nell'utilizzo di manufatti, l'utilizzazione delle fonti rinnovabili di energia, la riduzione dei consumi specifici di energia nei processi produttivi, una più rapida sostituzione degli impianti in particolare nei settori a più elevata intensità*

³⁷³Anche conosciuta come guerra del Ramadan, scoppia il 6 ottobre del 1973 nel giorno dello Yom Kippùr, una delle principali festività ebraiche, tra Arabi (coalizione composta da Egitto e Siria) e Israeliani.

energetica”³⁷⁴. L’articolo 8 “Contributi in conto capitale”³⁷⁵ a sostegno dell’utilizzo delle fonti rinnovabili di energia nell’edilizia” prevedeva “contributi in conto capitale nella misura minima del 20% e nella misura massima del 40% della spesa di investimento” per interventi volti a ridurre il consumo specifico di energia, il miglioramento dell’efficienza energetica e l’utilizzo delle fonti rinnovabili di energia. L’articolo 10 “Contributi per il contenimento dei consumi energetici nei settori industriale, artigianale e terziario” concedeva nei rispettivi settori contributi in conto capitale fino al 30% della spesa ammissibile preventivata (realizzazione o modificazione di impianti fissi, sistemi o componenti, nonché mezzi per il trasporto fluviale di merci)³⁷⁶ e l’articolo 13 “Incentivi alla produzione di energia da fonti rinnovabili di energia nel settore agricolo” ammetteva “contributi in conto capitale per la realizzazione di impianti con potenza fino a dieci megawatt elettrici (10 MW) per la produzione o il recupero di energia termica, elettrica e meccanica da fonti rinnovabili di energia, nella misura massima del 55 per cento della spesa ammessa, elevabile al 65 per cento per le cooperative”.

Tali articoli rappresentarono i primi veri meccanismi incentivanti che l’allora governo Andreotti introdusse a sostegno delle FER e del risparmio energetico. La stessa legge prevedeva,

³⁷⁴ Art. 1 comma 1 della Legge 9 gennaio 1991, n. 10 “Norme per l’attuazione del Piano energetico nazionale in materia di uso razionale dell’energia, di risparmio energetico e di sviluppo delle fonti rinnovabili di energia”. (G.U. n. 13 del 16-1-1991 - Suppl. Ordinario n. 6).

³⁷⁵ I contributi in conto capitale riducono la quota di capitale che bisogna reperire fra mezzi propri e finanziamenti bancari, coprendo una quota dell’investimento che può andare dal 20-30% al 70-80% erogata in genere in una o due rate dall’avvio del progetto.

³⁷⁶ Articolo 10 comma 2 della Legge 9 gennaio 1991, n. 10 “Possono essere ammessi a contributo interventi riguardanti impianti con potenza fino a dieci megawatt termici o fino a tre megawatt elettrici relativi ai servizi generali e/ o al ciclo produttivo che conseguano risparmio di energia attraverso l’utilizzo di fonti rinnovabili di energia e/ o un migliore rendimento di macchine e apparecchiature e/ o la sostituzione di idrocarburi con altri combustibili”.

all’art. 1, co. 3³⁷⁷ l’equiparazione delle fonti rinnovabili alle fonti “assimilate”³⁷⁸ per la produzione di energia con utilizzo dei reflui³⁷⁹, che di fatto sono considerate risorse energetiche di origine fossile³⁸⁰. Il 29 aprile del 1992 il Comitato Interministeriale Prezzi (CIP) emanò, a seguito della Legge 09/91³⁸¹, un provvedimento (denominato CIP 6/92) che stabilì i prezzi incentivanti per l’energia elettrica prodotta con impianti alimentati da fonti

³⁷⁷ L’articolo 1, al comma 3, della Legge n. 10 del 9 gennaio del 1991 (TITOLO I) recita: “Ai fini della presente legge sono considerate fonti rinnovabili di energia o assimilate: il sole, il vento, l’energia idraulica, le risorse geotermiche, le maree, il moto ondoso e la trasformazione dei rifiuti organici ed inorganici o di prodotti vegetali. Sono considerate altresì fonti di energia assimilate alle fonti rinnovabili di energia: la cogenerazione, intesa come produzione combinata di energia elettrica o meccanica e di calore, il calore recuperabile nei fumi di scarico e da impianti termici, da impianti elettrici e da processi industriali, nonché le altre forme di energia recuperabile in processi, in impianti e in prodotti ivi compresi i risparmi di energia conseguibili nella climatizzazione e nell’illuminazione degli edifici con interventi sull’involucro edilizio e sugli impianti.”

³⁷⁸ Articolo 1, comma 3 della Legge n. 10 del 9 gennaio 1991: “Ai fini della presente legge sono considerate fonti rinnovabili di energia o assimilate: il sole, il vento, l’energia idraulica, le risorse geotermiche, le maree, il moto ondoso e la trasformazione dei rifiuti organici ed inorganici o di prodotti vegetali. Sono considerate altresì fonti di energia assimilate alle fonti rinnovabili di energia: la cogenerazione, intesa come produzione combinata di energia elettrica o meccanica e di calore, il calore recuperabile nei fumi di scarico e da impianti termici, da impianti elettrici e da processi industriali, nonché le altre forme di energia recuperabile in processi, in impianti e in prodotti ivi compresi i risparmi di energia conseguibili nella climatizzazione e nell’illuminazione degli edifici con interventi sull’involucro edilizio e sugli impianti.”

³⁷⁹ Fonti termiche con utilizzo dei reflui caratterizzate da potenze e costi impiantistici superiori di diversi ordini di grandezza alle rinnovabili “in senso stretto” disponibili all’epoca. Ciò ha determinato un esaurimento repentino della capienza economica degli incentivi in conto capitale ritardando, secondo alcuni analisti, la produzione di vera energia rinnovabile.

³⁸⁰ Le fonti assimilate sono definite come fonti fossili. Fonte: ENEA, <http://www.enea.it/it/per-la-stampa/le-parole-dellenergia/glossario/parole-fonti-energetiche-assimilate>

³⁸¹ Ai sensi degli articoli 20 “Norme per gli auto-produttori da fonti energetiche convenzionali” e 21 “Società commerciali e imprese elettriche degli enti locali” della Legge 9 gennaio 1991, n. 9.

rinnovabili e assimilate³⁸². Il CIP 6/92 promuoveva lo sfruttamento delle FER o assimilate da parte d'impianti entrati in funzione dopo il 30 gennaio 1991 e garantiva l'acquisto dell'energia da parte di ENEL a prezzi incentivati³⁸³.

In buona sostanza la Legge n. 9/91 garantiva agli investitori privati la possibilità di realizzare impianti di generazione di energia elettrica destinando la produzione al sistema elettrico nazionale che, attraverso l'ENEL prima e il Gestore del Sistema Elettrico poi, si impegnava ad acquistarla ad un prezzo amministrato, per una data prefissata. Al fine di assicurare che i nuovi investimenti fossero realizzati a costi uguali o inferiori a quelli che avrebbe, in alternativa, sostenuto l'allora monopolista ENEL si pensò ad un meccanismo basato, in linea di principio, su tre criteri:

1) il riconoscimento di un prezzo di vendita dell'energia elettrica pari al costo medio che la stessa ENEL avrebbe dovuto sostenere per realizzare la nuova capacità produttiva. Quindi un prezzo di cessione³⁸⁴ dell'energia elettrica prodotta da FER stabilito da una componente costo evitato di sistema (costo dell'impianto, di esercizio, di manutenzione e acquisto combustibile³⁸⁵) e da una componente di incentivazione (basata sulla stima dei costi aggiuntivi per ogni singola tecnologia);

2) la previsione di standard di efficienza energetica minimi ai fini dell'ammissione al meccanismo degli impianti alimentati da fonti fossili;

3) il trasferimento sull'acquirente (ENEL prima e le società pubbliche a ciò deputate poi) di tutti i rischi di mercato, ad esclusione di quelli connessi con ritardi nella realizzazione e messa in esercizio della capacità produttiva.

A seguito dell'approvazione del D. Lgs. n. 79 del 16 marzo del 1999 (c.d. Decreto Bersani, "Attuazione della direttiva 96/92/CE recante norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica"), il GSE dal 2001 ritira l'energia immessa in rete da impianti alimentati da fonti di energia rinnovabili o assimilate³⁸⁶.

In relazione al tipo di convenzione, che regola la cessione dell'energia al GSE e la corrispondente tariffa riconosciuta, il cui valore è periodicamente aggiornato, si individuano

³⁸² "Si considerano tre classi di impianti: **a) alimentati da fonti rinnovabili**: il sole, il vento, l'energia idraulica, le risorse geotermiche, le maree, il moto ondoso e la trasformazione dei rifiuti organici ed inorganici o di prodotti vegetali; **b) alimentati da fonti assimilate a quelle rinnovabili**: quelli di cogenerazione, intesa come produzione combinata di energia elettrica e di calore; quelli che utilizzano calore di risulta, fumi di scarico ed altre forme di energia recuperabile in processi e in impianti; nonché quelli che utilizzano gli scarti di lavorazione e/o di processi e quelli che utilizzano fonti fossili prodotte esclusivamente da giacimenti minori isolati; **c) alimentati da fonti convenzionali**: quelli per la sola produzione di energia elettrica che utilizzano combustibili fossili commerciali ed altri impianti non rientranti nelle lettere precedenti."

Gazzetta Ufficiale n. 109 del 12 maggio 1992 COMITATO INTERMINISTERIALE DEI PREZZI - DELIBERAZIONE 29 aprile 1992 "Prezzi dell'energia elettrica relativi a cessione, vettoreamento e produzione per conto dell'Enel, parametri relativi allo scambio e condizioni tecniche generali per l'assimilabilità a fonte rinnovabile" - (Provvedimento n. 6/1992).

³⁸³ "Obiettivo principale era quello di fronteggiare il rischio di un deficit strutturale di potenza, che in quegli anni era percepito come molto concreto, anche a causa dell'abbandono del nucleare. In quest'ottica, si spiega l'apertura del meccanismo alle fonti fossili e la definizione di un sistema di incentivi più adatto ad impianti di produzione alimentati a gas che a impianti alimentati da fonti rinnovabili?". Fonte: "L'incentivazione della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili e assimilate attraverso il Provvedimento CIP n. 6/92. Un'analisi economica." C. Poletti, F. Pontoni e A. Sileo, Research Report n. 4, dicembre 2009. IEF (Centre for Research on Energy and Environmental Economics and Policy) dell'Università Bocconi di Milano.

³⁸⁴ Dipendeva maggiormente da parametri fissati amministrativamente pertanto particolarmente vulnerabili ad errori da parte dell'Autorità pubblica.

³⁸⁵ Si parla più specificatamente di Costo Evitato di Impianto, costo evitato di esercizio, manutenzione e spese generali connesse (CEI) e di Costo Evitato di Combustibile (CEC).

³⁸⁶ 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.

diversi impianti incentivati³⁸⁷. Attualmente non è più possibile accedere al meccanismo CIP 6/92. Esso continua, tuttavia, ad avere effetti nei confronti di quegli impianti che hanno sottoscritto l'apposita convenzione durante la vigenza del provvedimento.

La valutazione del costo della manovra prevista dalla Legge n. 9/91, e attuata con il provvedimento CIP 6/92, non può prescindere dall'effettivo impatto che tale meccanismo ha avuto sul sistema elettrico italiano in termini di aumento della capacità di generazione. Più dei due terzi della nuova capacità installata in Italia, nel periodo 1992-2000, è stata realizzata con il provvedimento CIP 6/92. In tale arco temporale, infatti, in valore assoluto, la capacità di generazione in Italia è cresciuta di circa 14.000 MW³⁸⁸, passando da 64.000 a 78.000 MW, nello stesso periodo sono entrati in esercizio 10.000 MW sostenuti dagli incentivi previsti dal CIP 6/92. Per le Fonti di Energia Rinnovabili “in senso stretto”, invece, si può dire che il provvedimento non ha avuto un grande impatto, ad eccezione dell'idroelettrico che ha incrementato la capacità installata di 1.000 MW³⁸⁹. Per le altre fonti rinnovabili la capacità incrementale è stata di soli 700 MW, di

cui 390 impianti geotermici realizzata da ENEL³⁹⁰.

Riassumendo, il periodo di accesso per usufruire dell'incentivo CIP 6/92 era previsto dal 1992 al 2001, la durata dell'incentivo era di 8-15 anni, non c'erano limiti all'incentivo in relazione alla potenza dell'impianto.

Secondo i dati del Rapporto delle Attività 2020³⁹¹, pubblicati dal GSE, il costo d'incentivazione è progressivamente diminuito per effetto della scadenza delle convenzioni che ad oggi risultano attive per un numero complessivo pari a 3, di cui 2 per le fonti rinnovabili e 1 per le fonti assimilate, come riportato in Tabella 69.

³⁸⁷ a) impianti titolari di convenzione di cessione c.d. “destinata” ai quali è riconosciuta la tariffa CIP 6/92 ovvero la tariffa prevista dalla Deliberazione AERERA n. 81/99 per gli impianti utilizzanti fonti rinnovabili o assimilate delle imprese produttrici/distributrici soggetti al titolo IV lettera B del provvedimento CIP 6/92; b) impianti titolari di convenzione di cessione delle eccedenze di energia elettrica ai quali è riconosciuta la tariffa prevista dalla Deliberazione AERERA n. 108/97; c) impianti idroelettrici con potenza nominale media annua fino a 3 MW titolari di convenzione di cessione delle eccedenze di energia elettrica ai quali è riconosciuta la tariffa prevista dalla Deliberazione AERERA n. 62/02 – ex 82/99 (provvedimento in vigore fino al 2004).

³⁸⁸ Fonte: Dati StoriG, Terna.

<http://www.terna.it/LinkClick.aspx?fileticket=5enqkWuv8ze%3d&tabid=653>

³⁸⁹ Fonte: Dati StoriG, Terna.

<http://www.terna.it/LinkClick.aspx?fileticket=5enqkWuv8ze%3d&tabid=653>

³⁹⁰ “L'incentivazione della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili e assimilate attraverso il Provvedimento CIP n. 6/92. Un'analisi economica.” C. Poletti, F. Pontoni e A. Sileo, Research Report n. 4, dicembre 2009. IEFE (Centre for Research on Energy and Environmental Economics and Policy) dell'Università Bicconi di Milano.

³⁹¹

https://www.gse.it/documenti_site/Documenti%20GSE/Rapporti%20delle%20attivit%C3%A0/RA%202020.pdf

Tabella 69 - Numero convenzioni CIP 6/92 nel periodo 2010-2020

Tipologia di Impianto (N°)	'10	'11	'12	'13	'14	'15	'16	'17	'18	'19	'20
Impianti alimentati a combustibili di processo o residui o recuperi di energia	10	6	6	3	1	1	1	1	1	1	1
Impianti alimentati a combustibili fossili o idrocarburi	20	10	5	3	1	1	1	0	0	0	0
Totale Fonti Assimilate	30	16	11	6	2	2	2	1	1	1	1
Impianti idroelettrici	5	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0
Impianti geotermici	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Impianti eolici	38	31	31	15	13	10	2	2	0	0	0
Impianti solari	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Biomasse, biogas e rifiuti	116	87	87	56	52	32	27	17	8	3	2
Totale Fonti Rinnovabili	159	119	87	71	71	42	29	19	8	3	2
Totale	189	135	98	77	77	44	31	20	9	4	3

Fonte: Rapporto della Attività 2020 – Gestore dei Servizi Energetici (GSE).

In termini di potenza installata, l'unico impianto alimentato a combustibili di processo o residui/recuperi di energia rimasto in convenzione nel 2020 rappresenta il 96,3% del totale, con 548 MW contrattualizzati. La percentuale arriva a 99,56% se si guarda all'energia elettrica ritirata (4 TWh).

Per il costo di incentivazione, riportiamo la Tabella 70 che ne mostra l'evoluzione nel periodo di tempo considerato, 2010-2020. Nel

2010 il costo d'incentivazione per la parte spettante alle fonti assimilate pesava per il 72,4% sul totale; nel 2020 il 99,6%. Nonostante i progressi fatti e le convenzioni in scadenza, il peso economico delle fonti assimilate, che, ricordiamo, Enea equipara alle fonti fossili, è schiacciante rispetto al costo d'incentivazione per le fonti rinnovabili. In totale, nel 2020, il CIP 6/92 ha avuto un costo di 308,7 milioni di €, di cui 307,4 per le fonti assimilate (SAD) e i restanti 1,3 per le rinnovabili (SAF).

Tabella 70 - Costo di incentivazione CIP 6/92 (per tipologia di impianto) nel periodo 2008-2020

Tipologia di Impianto (mln €)	'10	'11	'12	'13	'14	'15	'16	'17	'18	'19	'20
Impianti alimentati a combustibili di processo o residui o recuperi di energia	1.50 1,0	1.59 9,1	1.52 7,3	1.08 9,9	646, 6	426, 2	37 1,7	35 5,8	42 2,2	37 6,1	30 7,4
Impianti alimentati a combustibili fossili o idrocarburi	1.37 0,3	707, 4	701, 2	405, 0	262, 6	236, 7	21 0,8	90, 1	0,0	0,0	0,0
Totale Fonti Assimilate	2.87 1,4	2.30 6,5	2.22 8,5	1.49 4,9	909, 3	662, 9	58 2,5	44 5,9	42 2,2	37 6,1	30 7,4
Impianti idroelettrici	26,0	0,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Impianti geotermici	43,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Impianti eolici	78,3	47,7	38,1	22,4	19,5	15,4	11,0	3,8	0,9	0,0	0,0
Impianti solari	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Biomasse, biogas e rifiuti	944,8	832,4	708,7	581,0	451,8	384,9	339,1	312,6	154,4	31,1	1,3
Totale Fonti Rinnovabili	1.092,6	881,0	746,9	603,5	471,3	400,2	350,1	316,4	155,3	31,1	1,3
Totale	3.963,9	3.187,4	2.975,4	2.098,4	1.380,6	1.063,2	932,5	762,3	577,4	407,2	308,7

Fonte: Rapporto della Attività 2020 – Gestore dei Servizi Energetici (GSE).

La valorizzazione dell'incentivo ricade in parte sulla componente tariffaria di remunerazione della materia energia, poiché la copertura di tali costi è garantita in parte con la vendita di energia elettrica ad un prezzo amministrato³⁹² e per la parte residua sugli oneri generali di sistema relativi al sostegno delle energie rinnovabili ed alla cogenerazione, in particolare sulla voce A_{SOS} della bolletta elettrica nazionale che sarà approfondita in seguito.

A.5.2 Il Conto Energia (CE)

Per gli impianti che generano elettricità attraverso la conversione dell'energia solare (impianti solari fotovoltaici e impianti solari termodinamici) è stato previsto un sistema d'incentivazione specifico denominato **Conto Energia (CE)**. Tale meccanismo, previsto dal D. Lgs. n. 387 del 29 dicembre 2003, di recepimento della Direttiva comunitaria per le fonti rinnovabili (Direttiva 2001/77/CE), è diventato operativo in seguito all'entrata in

vigore dei Decreti interministeriali del 28 luglio 2005 e del 6 febbraio 2006 (primo CE).

Con l'emanazione del D.M. 19 febbraio 2007 è entrato in vigore il secondo CE, attraverso il quale si è provveduto a semplificare le regole di accesso alle tariffe incentivanti. Successivamente, il D.M. 6 agosto 2010 ha dato avvio al III CE che ha introdotto specifiche tariffe per impianti fotovoltaici integrati con caratteristiche innovative e impianti fotovoltaici a concentrazione. La Legge n.129 del 13 agosto 2010 n. 129 (cosiddetta «legge salva Alcoa») ha confermato le tariffe dell'anno 2010 del II CE a tutti gli impianti che avessero certificato la conclusione dei lavori entro il 31 dicembre 2010 e l'entrata in esercizio entro il 30 giugno 2011. Il D.M. 5 maggio 2011 (IV CE) ha allineato il livello delle tariffe all'evoluzione dei costi della tecnologia fotovoltaica. È stato, infine, pubblicato il D.M. 5 luglio 2012 (V CE).

Il V CE ha confermato in parte le regole previste dal IV CE e ha introdotto un incentivo composto di due aliquote (su due quote diverse dell'energia prodotta):

- per la quota di energia prodotta autoconsumata, è stata prevista una tariffa premio;
- per la quota di produzione netta immessa in rete:
 - o per gli impianti di potenza nominale fino a 1 MW è stata prevista una Tariffa Onnicomprensiva,

³⁹² Va considerata, a copertura dell'onere relativo al provvedimento CIP 6, la vendita dei Certificati Verdi (meccanismo incentivante che sarà approfondito in seguito), che hanno prodotto un ricavo totale pari a 362 milioni di euro tra il 2003 e il 2006. Anno in cui la quota di ricavo derivante dalla vendita di Certificati Verdi (CV) nella titolarità del GSE si è ridotta significativamente per effetto dell'entrata in servizio di nuovi impianti qualificati IAFR (Impianti Alimentati da Fonti Rinnovabili) e del conseguente incremento dell'offerta di CV da parte degli operatori privati. Ai fini della determinazione dell'esigenza del gettito A_{SOS} per singola tipologia di fonte, ricavi derivanti dalla vendita dei Certificati sono ripartiti tra fonti assimilate e fonti rinnovabili proporzionalmente all'energia ritirata dal GSE.

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.

Dall'anno 2005 e fino al 6 luglio 2013 (data di raggiungimento del limite di spesa fissato per un importo pari a 6,7 miliardi di euro come previsto all'articolo 1 del D.M. 5 luglio 2012 o V Conto Energia³⁹³), il GSE ha ammesso 549.114 impianti fotovoltaici attraverso il meccanismo d'incentivazione c.d. Conto Energia (*Feed in Premium o Feed in Tariff* per una parte dell'incentivo riconosciuto nel V CE) per una potenza pari a 17,502 GWp. La *Feed in Premium* (FIP) è un premio corrisposto ai produttori di energia per ogni MWh generato che si somma al prezzo dell'energia che si forma sul mercato. Il premio può essere fisso (*fixed FIP* o T.O. Tariffa Onnicomprensiva) o variare in funzione del prezzo che si forma sul mercato in maniera tale da garantire un determinato premio totale (*sliding FIP*)³⁹⁴.

Si riportano in **Tabella A.3** le norme di riferimento, il numero d'impianti, la potenza incentivata e il costo economico dei diversi CE che si sono susseguiti dal 2005 al 2013. Al 2020 l'incentivazione dell'energia elettrica prodotta dagli impianti fotovoltaici (CE) ha registrato un costo pari a 6.187 milioni di euro³⁹⁵, costo che

per il secondo anno consecutivo si conferma in salita, dopo il calo del 2018.

Per quanto riguarda, più in generale, la fonte solare fotovoltaica in Italia - dunque non solo quella incentivata dal regime CE, ma anche quella iscritta ai meccanismi di Scambio sul Posto e al Ritiro Dedicato - secondo l'ultimo rapporto del GSE³⁹⁶, al 31 dicembre 2019 risultano installati in Italia 880.090 impianti fotovoltaici, per una potenza complessiva pari a 20.865 MW. Gli impianti di piccola taglia (potenza inferiore o uguale a 20 kW) costituiscono il 92% circa del totale in termini di numero e il 21% in termini di potenza. La taglia media degli impianti è pari a 23,7 kW, dato in progressiva diminuzione nel corso degli anni (24,5 kW nel 2018). Nel corso del 2019 sono stati installati circa 58.000 impianti - in grande maggioranza di potenza inferiore ai 20 kW - per una potenza installata complessiva di circa 751 MW. Il numero degli impianti entrati in esercizio nel 2019 è notevolmente superiore rispetto al numero di impianti entrati in esercizio nel 2018 (+20,7%); parallelamente, la potenza installata è aumentata del 8,2%. Gli impianti entrati in esercizio nel corso del 2019 hanno una potenza media di 12,9 kW, si tratta del dato più alto osservato dal 2013, legato principalmente all'installazione, nel corso dell'anno, di alcune centrali fotovoltaiche di dimensioni rilevanti.

³⁹³http://www.gse.it/it/Conto%20Energia/GSE_Documenti/Fotovoltaico/QuintoConto/HomePage/DECRETO_5_LUGLIO_2012_QUINTO_CONTO_ENERGI A.PDF

³⁹⁴ La tendenza che si prevede prevarrà nei prossimi anni è un progressivo passaggio verso forme di sostegno, come le FIP sliding, con diversi livelli di remunerazione, nuovi oneri d'incentivazione e sistemi decrescenti e con una maggiore responsabilizzazione dei produttori da FER. La finalità è di rendere maggiormente efficaci i sistemi incentivanti riducendo le risorse economiche stanziare.

³⁹⁵ https://www.gse.it/documenti_site/Documenti%20GSE/Rapporti%20delle%20attivit%C3%A0/GSE_RA2018.pdf.

³⁹⁶ https://www.gse.it/documenti_site/Documenti%20GSE/Rapporti%20statistici/Solare%20Fotovoltaico%20-%20Rapporto%20Statistico%202019.pdf.

Tabella 71 - sussidi diretti al fotovoltaico (CE) (2020)

Solare FV	1° Conto Energia (20 anni)	2° Conto Energia (20 anni)	3° Conto Energia (20 anni)	4° Conto Energia (20 anni)	5° Conto Energia (20 anni)	TOTALE
Normativa	D.M. 28/07/2005 modificato dal D.M. 06/02/2006	D.M. 19/02/2007	D.M. 06/08/2010	D.M. 05/05/2011	D.M. 05/07/2012	
Copertura Economica	Altri proventi e oneri (Componente A _{sos} in bolletta elettrica)	Altri proventi e oneri (Componente A _{sos} in bolletta elettrica)	Altri proventi e oneri (Componente A _{sos} in bolletta elettrica)	Altri proventi e oneri (Componente A _{sos} in bolletta elettrica)	Altri proventi e oneri (Componente A _{sos} in bolletta elettrica)	
Numero Impianti (N°)	5.381	203.127	38.809	204.138	97.773	549.228
Potenza incentivata (MW)	147	6.742	1.564	7.687	1.455	17.595
Risorse Economiche (mln€)	80	3.005	599	2.275	227	6.187³⁹⁷

Fonte: Rapporto delle Attività 2020 – Gestore dei Servizi Energetici (GSE)

³⁹⁷ Per effetto del Decreto Legge n. 91 del 24 giugno 2014, convertito con modificazioni dalla Legge n. 116 dell'11 agosto 2014, ha disposto la rimodulazione degli incentivi spettanti agli impianti fotovoltaici di potenza incentivata superiore a 200 kW (norma cosiddetta "Spalma Incentivi"). In particolare, a seguito della pubblicazione del D.M. Mise del 17 ottobre 2014, come previsto all'articolo 26 comma 3 del D.L. 91/2014, gli operatori hanno dovuto optare per una delle tre opzioni di rimodulazione proposte, con effetto dal 2015. L'**opzione A** prevede il prolungamento dell'incentivazione fino a 24 anni, a fronte di una riduzione dell'incentivo tra il 17% e il 25%; l'**opzione B**, a parità di periodo residuo di incentivazione, prevede la riduzione dell'incentivo in un primo periodo di fruizione (tra il 10% e il 26%) e un secondo periodo di incremento in egual misura; l'**opzione C** prevede, invece, a parità di periodo residuo di incentivazione, un taglio dell'incentivo (tra il 6% e l'8%) in funzione della classe di potenza. A fronte di tali modifiche il costo accumulato per l'incentivazione della fonte rinnovabile solare fotovoltaica, nel 2017, si è ridotto di circa 390 milioni di euro e non raggiunge più i 6,7 miliardi di euro all'anno, limite massimo di incentivazione per la fonte solare, come previsto dal D.M. 5 luglio 2012 o "Quinto Conto Energia".

A.5.3 Gli incentivi alle FER-e diversi dal Conto Energia

Come previsto dall'articolo 27 del Decreto Ministeriale 23/06/2016, "Incentivazione dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili diverse dal fotovoltaico" il GSE è tenuto ad aggiornare "il costo indicativo annuo degli incentivi" e "il costo indicativo annuo medio degli incentivi" riconosciuti agli impianti da fonti rinnovabili diversi da quelli fotovoltaici. Il costo indicativo annuo degli incentivi rappresenta una stima indicativa dell'onere annuo potenziale degli incentivi riconosciuti agli impianti a fonti rinnovabili non fotovoltaici, in attuazione dei vari provvedimenti di incentivazione che si sono succeduti. A partire dallo scenario evolutivo del costo indicativo così costruito, il GSE calcola la media, per il triennio successivo, dei valori mensili. Tale media è definita "costo indicativo annuo medio degli incentivi", ed è pubblicata dal GSE sul proprio sito, con aggiornamenti mensili³⁹⁸.

Prima di analizzare i diversi meccanismi incentivanti un aggiornamento doveroso riguarda la pubblicazione della già richiamata Direttiva 2018/2001/UE sulla promozione dell'uso dell'energia da FER che fissa un obiettivo vincolante a livello dell'Unione in termini di quota complessiva di energia da fonti rinnovabili sul consumo finale lordo di energia pari al 32% nel 2030 (artt. 1 e 3); gli SM provvedono collegialmente al raggiungimento degli obiettivi stabiliti nei Pniec e in coerenza con il Regolamento (UE) 2018/1999 sulla governance dell'Unione dell'energia.

³⁹⁸ Da ricordare che l'articolo 3, comma 2 lettera b), del Decreto Interministeriale 23 giugno 2016 "Incentivi fonti rinnovabili diverse dal fotovoltaico", prevede che il costo indicativo annuo medio degli incentivi sia da confrontarsi con il limite di 5,8 miliardi di euro. Limite già definito dal Decreto Ministeriale 6 luglio 2012 "Incentivi per energia da fonti rinnovabili elettriche non fotovoltaiche" all'articolo 3, comma 2.

La Direttiva richiede, inoltre, che ciascuno SM si sforzi di aumentare la quota di energia rinnovabile nel settore del riscaldamento e del raffrescamento di, indicativamente, 1,3 punti percentuali all'anno, calcolati come media per i periodi dal 2021 al 2025 e dal 2026 al 2030, partendo dalla quota di energia rinnovabile destinata al riscaldamento e al raffrescamento nel 2020 (art. 23). Inoltre, ogni SM è tenuto a far sì che al 2030 i fornitori di carburante conseguano una quota minima di energia da fonti rinnovabili, almeno del 14%, dei prodotti immessi in consumo nei trasporti. La Direttiva prevede norme sul sostegno finanziario per l'energia elettrica da FER che deve essere basato su meccanismi competitivi e sullo sviluppo dell'infrastruttura della rete di trasmissione e di distribuzione, delle reti intelligenti, degli impianti di stoccaggio e delle interconnessioni, allo scopo di conseguire un obiettivo del 15% di interconnettività elettrica entro il 2030.

Infine, sono disciplinati l'autoconsumo dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili, la creazione di comunità di energia rinnovabile, la cooperazione regionale tra gli SM e tra gli SM e i Paesi terzi, le garanzie di origine, le procedure amministrative e l'informazione e la formazione. La Direttiva fissa altresì criteri di sostenibilità e di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra per i biocarburanti, i bioliquidi e i combustibili da biomassa.

1. I diversi meccanismi di incentivazione che si sono avvicendati nel corso degli anni sono sintetizzati di seguito: Gli incentivi previsti dal **Decreto Ministeriale 04 luglio 2019**³⁹⁹, che ha l'obiettivo di promuovere, attraverso un sostegno economico, la diffusione di

³⁹⁹ Decreto 4 luglio 2019 "Incentivazione dell'energia elettrica prodotta dagli impianti eolici onshore, solari fotovoltaici, idroelettrici e a gas residuati dei processi di depurazione.
<https://www.gazzettaufficiale.it/eli/id/2019/08/09/19A05099/sg>.

impianti di produzione di energia da FER di piccola, media e grande dimensione. L'accesso all'incentivo è previsto per gli impianti fotovoltaici di nuova costruzione, eolici on-shore, idroelettrici e infine quelli a gas di depurazione. Solo gli impianti risultati in posizione utile nelle graduatorie dei registri o delle aste, redatte dal GSE, possono beneficiare degli incentivi⁴⁰⁰.

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

Gli impianti ammessi in posizione utile, a valle dell'entrata in esercizio, sono incentivati sulla base dell'energia immessa in rete: quelli fino a 250 kW con delle Tariffe Onnicomprensive (TO); quelli oltre tale soglia di potenza con un Incentivo pari alla differenza tra una tariffa di riferimento e il prezzo zonale orario dell'energia. Sono inoltre previsti due ulteriori premi: uno da riconoscere all'energia prodotta dagli impianti fotovoltaici installati in sostituzione di coperture d'amianto; l'altro all'energia prodotta e autoconsumata per gli impianti realizzati su edifici e di potenza fino a 100 kW.

2. Gli incentivi previsti dal Decreto Interministeriale 23 giugno 2016, in sostituzione dei meccanismi introdotti dal D.M. 6 luglio 2012, sono diretti all'incentivazione della produzione di energia elettrica da impianti alimentati da FER diverse da quella fotovoltaica entrati in esercizio dal 1° gennaio 2013. Lo stesso Decreto ha ammesso tra gli impianti beneficiari i solari termodinamici, abrogando il D.M. 11 aprile 2008.

⁴⁰⁰ https://www.gse.it/servizi-per-te_site/fonti-rinnovabili_site/fer-elettriche_site/Documents/TAB2_dmfer2019.pdf.

Il meccanismo previsto per tali impianti è commisurato sulla base dell'energia immessa in rete:

- i. gli impianti, con potenza fino a 500 kW, possono beneficiare di Tariffe Onnicomprensive (T.O. o FIT, *Feed in Tariff*);
- ii. gli impianti con potenza maggiore ai 500 kW beneficiano di incentivo pari alla differenza tra una tariffa di riferimento e il prezzo zonale orario dell'energia (SFIP – *Sliding Feed in Premium*).

In relazione alla potenza degli impianti, l'accesso agli incentivi è soggetto all'iscrizione degli impianti a registri o alla partecipazione ad aste competitive, mentre nel caso degli impianti più piccoli l'accesso è diretto.

Un aggiornamento normativo da segnalare, per l'anno 2018, riguarda l'approvazione della Legge n. 145/2018 (art. 1, commi da 954 a 957) che, seguendo le procedure, le modalità e le tariffe previste dal D.M. 23/06/2016, estende la possibilità di accesso agli incentivi, a *“gli impianti di produzione di energia elettrica alimentati a biogas, con potenza elettrica non superiore a 300 kW e facenti parte del ciclo produttivo di una impresa agricola, di allevamento, realizzati da imprenditori agricoli anche in forma consortile e la cui alimentazione deriva per almeno l'80 per cento da reflui e materie derivanti dalle aziende agricole realizzatrici e per il restante 20 per cento da loro colture di secondo raccolto”*⁴⁰¹. *“L'accesso agli incentivi [...] è condizionato all'autoconsumo in sito dell'energia termica prodotta, a servizio dei processi aziendali”*.

Per accedere agli incentivi, sono previste due diverse modalità, a seconda della potenza dell'impianto:

401

<https://www.gazzettaufficiale.it/eli/gu/2018/12/31/302/so/62/sg/pdf>

1) La modalità di accesso diretto: gli impianti fino a 100 kW possono presentare domanda a seguito dell'entrata in esercizio.

2) Iscrizione ai Registri: gli impianti di potenza superiore a 100 kW e fino 300 kW devono essere iscritti allo specifico Registro per l'assegnazione del contingente di potenza disponibile e, se rientrati in posizione utile, possono presentare domanda dopo aver realizzato l'impianto (anche gli impianti fino a 100 kW possono optare per l'iscrizione al Registro invece dell'accesso diretto).

3. **Gli incentivi previsti dal Decreto Ministeriale 6 luglio 2012**, che hanno sostituito i meccanismi dei Certificati Verdi (CV) e delle Tariffe Onnicomprensive, erano diretti agli impianti alimentati da FER diverse da quella fotovoltaica entrati in esercizio dal 1° gennaio 2013. Gli impianti erano incentivati sulla base dell'energia immessa in rete:

- i. fino a 1 MW erano previste delle T.O. (o FIT);
- ii. oltre il MW gli impianti beneficiavano di un incentivo pari alla differenza tra una tariffa di riferimento e il prezzo zonale orario dell'energia (SFIP).

A seconda della potenza degli impianti, l'accesso agli incentivi era soggetto all'iscrizione degli impianti a registri o alla partecipazione ad aste competitive, mentre nel caso degli impianti più piccoli l'accesso era diretto.

4. **Certificati Verdi (CV) e Tariffa incentivante ex Certificati Verdi** sono stati dei titoli assegnati, fino al 2015, in misura proporzionale all'energia prodotta da impianti a fonti rinnovabili e da alcuni impianti cogenerativi, che combinano alla produzione d'energia elettrica anche quella

termica. I titoli venivano scambiati a prezzi di mercato tra i soggetti aventi diritto e i produttori e importatori di energia elettrica da fonti convenzionali (obbligati ad immettere annualmente nel sistema elettrico nazionale una quota prestabilita di elettricità da fonti rinnovabili, quota annullata a partire dal 2016), oppure ritirati dal GSE a prezzi regolati. Dal 2016, per gli impianti che hanno maturato il diritto ai CV e per i quali non è ancora terminato il periodo incentivante, è riconosciuto, per il periodo residuo d'incentivazione, un corrispettivo sulla produzione netta incentivata che si somma ai ricavi conseguenti alla valorizzazione dell'energia.

5. **Le Tariffe Onnicomprensive (TO)** sono 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 d'incentivazione del fotovoltaico (D.M. 5/7/2012) e delle altre fonti rinnovabili (D.M. 23/6/2016 e D.M. 6/7/2012), che hanno previsto delle TO per gli impianti di piccole dimensioni, parlando di TO ci si riferiva essenzialmente a quelle introdotte dalla L. 244/2007 e regolate dal D.M. 18/12/2008, riservate agli impianti con potenza fino a 1 MW (200 kW per gli impianti eolici), entrati in esercizio entro il 31 dicembre 2012.

6. **Il Ritiro Dedicato (RID)** è una modalità semplificata a disposizione dei produttori per il collocamento sul mercato dell'energia elettrica immessa in rete. Consiste nella cessione al GSE dell'energia elettrica e sostituisce anche ogni altro adempimento contrattuale relativo all'accesso ai servizi di dispacciamento e di trasporto. Sono ammessi al regime di RID gli impianti di potenza inferiore a 10 MVA (Milioni di Volt Ampere) o di qualsiasi potenza se alimentati

da energia solare, eolica, maremotrice, del moto ondoso, geotermica, idraulica limitatamente alle unità ad acqua fluente, o da altre fonti rinnovabili se nelle titolarità di un autoproduttore. L'accesso al RID è alternativo agli incentivi riconosciuti ai sensi dei DD.MM. 5/7/2012, 6/7/2012 e del Decreto Interministeriale 23/6/2016.

7. **Lo Scambio sul Posto (SSP)** consente la compensazione economica tra il valore associato all'energia elettrica immessa in rete e il valore associato all'energia elettrica prelevata e consumata in un periodo differente da quello in cui avviene la produzione. A tale regime di commercializzazione dell'energia elettrica possono accedere gli impianti entrati in

esercizio entro il 31 dicembre 2014 se alimentati da fonti rinnovabili o dalla Cogenerazione ad Alto Rendimento (CAR) e di potenza massima non superiore a 200 kW, oppure gli impianti di potenza fino a 500 kW se alimentati da fonti rinnovabili ed entrati in esercizio a partire dal 1° gennaio 2015. L'accesso a tale meccanismo è alternativo agli incentivi riconosciuti ai sensi dei DD.MM. 5/7/2012, 6/7/2012 e del Decreto Interministeriale 23/6/2016.

Di seguito si riporta una Tabella riassuntiva (Tabella 72) dei meccanismi incentivanti l'energia elettrica prodotta da FER diverse dal fotovoltaico da cui si evince che il costo cumulato a carico dello Stato è pari a **6,5 miliardi di €** nel 2020.

Tabella 72 - sussidi diretti alle fer elettriche diversi dal conto energia (2020)

Meccanismo Incentivante	Ex Certificati Verdi (CV) e ritiro	Tariffa Onnicomprensiva (TO)	CIP 6/92	RID	Impianti FER-E	SSP	TOTALE
Normativa	D. Lgs. 79/99 e D.M. 6 luglio 2012; D.Lgs. 28/2011	L. 244/2001; D.M. 6 luglio 2012 D.M. 23/6/2016	D.Lgs. 79/1999 (art.3, c.12); Provvedimento 6/92 del Comitato Interministeriale dei Prezzi	D.Lgs. 387/2003 art.13 c.3-4 e L. 239/2004 art.1 c.41	D.M. 5-6 luglio 2012; D.M. 23 giugno 2016; D.M. 4 luglio 2019	Delibera dell'ARERA 570/2012/R/efr	-
Copertura economica	Componente tariffaria Asos in bolletta elettrica	Componente tariffaria Asos in bolletta elettrica	Componente tariffaria Asos in bolletta elettrica	Componente tariffaria Asos in bolletta elettrica	Componente tariffaria Asos in bolletta elettrica	Componente tariffaria Asos in bolletta elettrica	-
Totale Risorse Economiche (mln €)	2.619,2	2.408	1,3⁴⁰²	379⁴⁰³	749,6	324,6	6.481,7⁴⁰⁴

Fonte: Rapporto delle Attività 2020 – GSE

⁴⁰² Sono esdusi dal dato riportato in tabella per il CIP 6/92 i restanti 307,4 milioni di euro assegnati alle fonti assimilate (al 2020 risulta ancora 1 impianto in convenzione alimentato da combustibili di processo o residui o recuperi di energia da 548 MW).

⁴⁰³ Sono esdusi dal dato riportato in tabella per il Ritiro Dedicato gli impianti alimentati da fonti assimilate, stimati dal GSE in circa 9 milioni di euro.

⁴⁰⁴ Ai 6,5 miliardi di euro circa vanno sottratti i ricavi della vendita dell'energia elettrica ritirata dal GSE per il 2020 e pari a circa 1,1 miliardi di euro. L'onere netto, per le FER diverse dal fotovoltaico, è stato pari, per il 2020, a circa 5,4 miliardi di euro rispettando così il limite, già richiamato, e fissato dal dettato normativo del D.M. 23/6/2016.

A.5.4 Oneri d'incentivazione nel settore elettrico

I costi sostenuti dal GSE, nel 2019-20, per la gestione dei meccanismi incentivanti sia delle fonti rinnovabili sia di quelle assimilate sono imputabili:

- all'incentivazione dell'energia elettrica prodotta dagli impianti fotovoltaici (Conto Energia);
- all'incentivazione dell'energia elettrica prodotta dagli impianti ex CV e una piccola quota residua di ritiro di CV;
- all'incentivazione dell'energia prodotta netta immessa in rete dagli impianti ammessi agli incentivi introdotti dal D.M. 6 luglio 2012, dal D.M. 23 giugno 2016 e dal D.M. 4 luglio 2019 (fonti di energia rinnovabile elettrica non fotovoltaica, FER-E e FER-1)
- all'acquisto dell'energia elettrica dai produttori che hanno una convenzione con il GSE, nell'ambito di uno dei meccanismi di incentivazione e ritiro dell'energia elettrica (T.O. ai sensi dei diversi decreti richiamati; CIP6/92, RID, SSP).

Per l'anno 2020, tali costi ammontano complessivamente a un valore pari a circa 13 miliardi di euro, ma una parte di essi è compensata dai ricavi provenienti dalla vendita sul mercato dell'energia elettrica ritirata: il GSE ha collocato, attraverso la presentazione di offerte di acquisto e vendite giornaliere sul Mercato del Giorno Prima (MGP) e sui Mercati Infragiornalieri (MI), ricavi complessivi pari a 1,1 miliardi di euro. La differenza tra costi e ricavi ha determinato un onere netto e, dunque, un fabbisogno economico pari a 11,9

miliardi di euro⁴⁰⁵, circa 500 mln € in più rispetto al 2019, un aumento dovuto a:

- una diminuzione dei ricavi a causa di un PUN 2020 inferiore al 2019 (-14 €/MWh);
- un aumento degli oneri di incentivazione a causa della maggior produzione fotovoltaica e dall'attivazione di nuove connessioni FER-E e FER-1.

I costi dei diversi regimi commerciali a sostegno delle fonti rinnovabili (e assimilate) non coperti dalla valorizzazione dell'energia elettrica sui mercati da parte del GSE, trovano copertura nella componente tariffaria A_{sos} , in capo alla collettività degli utenti elettrici⁴⁰⁶.

Si riporta in Figura 37 la ripartizione dell'onere A_{sos} tra le diverse fonti incentivate, in Figura 39 la ripartizione per meccanismo di incentivazione e in Figura 39 l'evoluzione del fabbisogno dal 2010 ad oggi.

⁴⁰⁵ Ai fini del presente Catalogo sono considerati SAF 12 miliardi di € destinati per l'incentivazione della fonte solare e delle altre FER diverse dal fotovoltaico, i restanti 500 milioni di €, destinati al meccanismo CIP 6/92 per le fonti assimilate, sono classificati SAD.

⁴⁰⁶ Ex componente A_3 degli oneri di sistema—Rinnovabili e assimilate. Nata inizialmente allo scopo di finanziare gli incentivi alle fonti rinnovabili e assimilate di cui al provvedimento CIP6/92, negli anni è stata estesa a copertura di altri costi più o meno legati all'incentivazione delle nuove fonti rinnovabili. Oltre al provvedimento CIP6/92, i costi attualmente recuperati attraverso questa componente tariffaria sono ascritti a: incentivazione alla produzione da fotovoltaico (Conto Energia); incentivi ex certificati verdi (insieme al ritiro dei CV in vendita); tariffa onnicomprensiva per impianti alimentati da fonti rinnovabili (IAFR - feed in tariff); gli impianti FER-E delle convenzioni di cui ai tre decreti ministeriali; i meccanismi di ritiro dell'energia elettrica (scambio sul posto e servizio di ritiro dedicato per piccoli impianti sotto i 10 MVA (rinnovabili e non) (cfr. RSE, 2014).