

Gli oneri annuali del provvedimento Cip n. 6/92 per gli anni a venire, intesi come costi netti a carico dei clienti del settore elettrico, considerando solo gli impianti attualmente oggetto dell'incentivazione, sono destinati ad esaurirsi progressivamente. Ciò anche per effetto della risoluzione anticipata delle convenzioni Cip n. 6/92, nel caso di impianti alimentati da fonti assimilate.

Tuttavia, non è da escludere che gli oneri annuali derivanti dal provvedimento Cip n. 6/92 possano aumentare per effetto della possibile entrata in esercizio degli impianti alimentati da rifiuti, ammessi a godere (da leggi anche molto recenti) dell'incentivazione Cip n. 6/92.

Certificati verdi

L'onere complessivo del programma di incentivazione è pari alla somma di due componenti:

- a) la prima componente, rappresentata dall'incremento di prezzo all'ingrosso conseguente all'obbligo in capo ai produttori e agli importatori, è posta indirettamente a carico dei clienti finali. Essa può solo essere stimata ed è pari, per l'anno d'obbligo 2010 (terminato il 31 marzo 2011), a circa 650 milioni di euro. Per gli anni d'obbligo 2011 e 2012, ci si attende un onere poco superiore, in prima approssimazione, rispetto a quello stimato per l'anno 2010. Degli oneri sostenuti indirettamente dai clienti nei prezzi dell'energia elettrica, una parte, come evidenziato in tabella, va direttamente a beneficio dei produttori IAFR e l'altra, determinata dalla vendita dei certificati verdi da parte del GSE in presenza di offerta insufficiente da parte dei medesimi produttori, va a riduzione della componente A3. Si evidenzia che i CV non sono solo riferiti a energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili ma anche, seppur in minor quantità, ad energia elettrica prodotta da impianti di cogenerazione abbinati al teleriscaldamento²⁶;
- b) la seconda componente deriva dall'obbligo di ritiro, in capo al GSE, dei CV invenduti. Tale componente, posta a carico della componente tariffaria A3, è cresciuta in misura significativa a partire dal 2008 a causa dell'eccesso di offerta dei CV, che tuttora persiste. Per l'anno 2011, i CV invenduti, relativi all'anno d'obbligo 2010 (concluso al 31 marzo 2011), corrispondenti a circa 15,4 TWh a fronte di una domanda, per il medesimo anno d'obbligo, di 8,1 TWh, hanno comportato un onere di 1.349 milioni di euro. Si stima che, per l'anno 2012 (che si conclude il 31 marzo 2012), l'onere possa crescere fino a 1.750 milioni di euro.

²⁶ L'articolo 1, comma 71, della legge n. 239/04, attuato dal decreto interministeriale 24 ottobre 2005, ha esteso il riconoscimento dei certificati verdi agli impianti di cogenerazione abbinati al teleriscaldamento. Successivamente, l'articolo 14 del decreto legislativo n. 20/07, modificato dall'articolo 30, comma 12, della legge n. 99/09 ha confinato il riconoscimento dei certificati verdi agli impianti di cogenerazione abbinati al teleriscaldamento che rispettino almeno uno dei seguenti requisiti:

- siano già entrati in esercizio nel periodo intercorrente tra la data di entrata in vigore della legge 23 agosto 2004, n. 239 e la data del 31 dicembre 2006;
- siano stati autorizzati dopo la data di entrata in vigore della legge 23 agosto 2004, n. 239 e prima della data del 31 dicembre 2006 ed entrino in esercizio entro il 31 dicembre 2009;
- entrino in esercizio entro il 31 dicembre 2009, purché i lavori di realizzazione siano stati effettivamente iniziati prima della data del 31 dicembre 2006.

Ai sensi dell'articolo 3, comma 4-bis, del decreto legge n. 78/09, convertito con modificazioni dalla legge n. 102/09, non sono tenuti al rispetto dei requisiti di cui sopra gli impianti di cogenerazione abbinati al teleriscaldamento connessi ad ambienti agricoli. Tale comma è abrogato a decorrere dall'1 gennaio 2013, ai sensi dell'articolo 25 comma 11, lettera b), del decreto legislativo n. 28/11.

Nelle Tabelle 6 e 7 sono riportati i dati inerenti l'obbligo di acquisto dei CV dalla loro introduzione ad oggi e i relativi costi (stimati per la parte degli oneri indotti sui prezzi dell'energia).

Tabella 6

Applicazione dell'obbligo di acquisto dei certificati verdi in Italia: quantità

Anno	Energia elettrica soggetta all'obbligo [TWh]	Quota di energia elettrica prodotta da fonte rinnovabile da immettere nel sistema [%]	Obbligo: quantità di energia elettrica prodotta da fonte rinnovabile da immettere nel sistema nel corso dell'anno successivo							
			Anno d'obbligo	Domanda di certificati verdi [TWh]	Offerta				Certificati verdi nella titolarità del GSE venduti per garantire l'equilibrio tra domanda e offerta	
					Certificati verdi nella titolarità di produttori IAFR negoziati [TWh]	[%]	Certificati verdi autoprodotti nella titolarità di produttori IAFR [TWh]	[%]	[TWh]	[%]
2001	161,6	2	2002	3,23	0,77	23,8%	0,12	3,7%	2,34	72,4%
2002	180,6	2	2003	3,61	1,28	35,5%	0,21	5,8%	2,05	56,8%
2003	201,1	2	2004	4,02	2,30	57,2%	0,59	14,7%	1,03	25,6%
2004	193,8	2,35	2005	4,48	2,69	60,0%	1,52	33,9%	0,14	3,1%
2005	222,2	2,70	2006	6,00	3,82	63,7%	1,97	32,8%	0,01	0,2%
2006	189,9	3,05	2007	5,84	2,53	43,3%	3,25	55,7%	0,01	0,2%
2007	167,0	3,80	2008	7,10	2,63	37,0%	0,15	2,1%	4,29	60,4%
2008	167,8	4,55	2009	8,50	7,26	85,4%	1,11	13,1%	0,01	0,1%
2009	153,0	5,30	2010	8,11	7,28	89,8%	0,73	9,0%	0,01	0,1%
2010	148,0	6,05	2011	8,95						

Fonte: rielaborazione di dati trasmessi dal GSE.

Note: La presente tabella non evidenzia i soggetti inadempienti all'obbligo, nei confronti dei quali sono in corso le istruttorie formali. Pertanto, per alcuni anni, la somma delle offerte è minore della domanda complessiva di certificati verdi. I dati riportati possono subire piccole modifiche per effetto dei controlli tecnici effettuati sugli impianti.

Tabella 7

Applicazione dell'obbligo di acquisto dei certificati verdi in Italia: oneri

Anno d'obbligo	Obbligo: quantità di energia elettrica prodotta da fonte rinnovabile da immettere nel sistema nel corso dell'anno successivo						Stima dei costi del meccanismo dei certificati verdi					
	Domanda di certificati verdi [TWh]	Offerta				Oneri sostenuti indirettamente dai clienti nei prezzi dell'energia elettrica				Oneri sostenuti direttamente dai clienti tramite la componente tariffaria A3 (per anno di competenza) (*) [Millioni di euro]	Totale (*) [Millioni di euro]	
		Certificati verdi nella titolarità di produttori IAFR negoziati [TWh]	Certificati verdi autoprodotti nella titolarità di produttori IAFR [TWh]	Certificati verdi nella titolarità del GSE [TWh]	Totale [Millioni di euro]	di cui a beneficio dei produttori IAFR [Millioni di euro]	di cui a riduzione del fabbisogno del conto alimentato dalla comp. A3 [Millioni di euro]	Totale (*) [Millioni di euro]				
									[€/MWh]			[€/MWh]
2002	3,23	0,77	80,0	0,12	29,5	2,34	84,18	262	65	197	-	247
2003	3,61	1,28	78,3	0,21	29,3	2,05	82,40	275	106	169	0	276
2004	4,02	2,30	92,5	0,59	29,7	1,03	97,39	331	230	700	0	331
2005	4,48	2,69	106,9	1,52	51,6	0,14	108,92	381	366	15	0	381
2006	6,00	3,82	120,6	1,97	35,9	0,01	125,28	533	531	1	0	533
2007	5,84	2,53	85,4	3,25	38,1	0,01	125,13	341	340	1	0	341
2008	7,10	2,63	84,6	0,15	22,3	4,29	88,66	506	226	380	16	621
2009	8,50	7,26	86,9	1,11	48,4	0,01	112,82	686	685	1	647	1.333
2010	8,11	7,28	83,7	0,73	60,0	0,01	113,10	647	646	1	940	1.687
2011	8,95							700			1.349	2.049
2012											1.752	

I valori annuali dei certificati verdi nella titolarità di produttori IAFR e negoziati è stato stimato pari al 95% del valore massimo per il medesimo anno. A partire dal 2005, tali valori sono stati assunti pari ai prezzi medi di negoziazione presso la sede del GSE.

I valori annuali dei certificati verdi autoprodotti sono stati stimati pari al prezzo medio di generazione che remunera adeguatamente i costi sostenuti per la realizzazione di nuovi impianti alimentati da fonti rinnovabili, al netto dei ricavi derivanti dalla vendita di energia al mercato, tenendo conto della ripartizione percentuale delle diverse tipologie di impianti IAFR.

I valori annuali dei certificati verdi nella titolarità del GSE sono pari al valore massimo per il medesimo anno. Per l'anno 2008 è stato considerato un valore pari al prezzo di vendita dell'anno 2009 dei certificati verdi nella titolarità del GSE poiché tali certificati sono stati tutti venduti in sessioni speciali organizzate dal GSE nel mese di aprile 2009. Lo stesso criterio è stato adottato per gli anni successivi.

I dati relativi all'obbligo dell'anno 2011 non sono disponibili poiché tale obbligo termina il 31 marzo 2012.

(*) Gli oneri sostenuti direttamente tramite la componente tariffaria A3 derivano dall'obbligo di ritiro, in capo al GSE, dei certificati verdi in vendita. L'onere associato a un dato anno d'obbligo si manifesta nell'anno successivo poiché il GSE ritira i certificati verdi in vendita al termine dell'anno d'obbligo (cioè dopo il 31 marzo dell'anno solare successivo). Ciò è evidenziato dai colori utilizzati nella tabella.

Fonte: rielaborazione di dati trasmessi dal GSE.

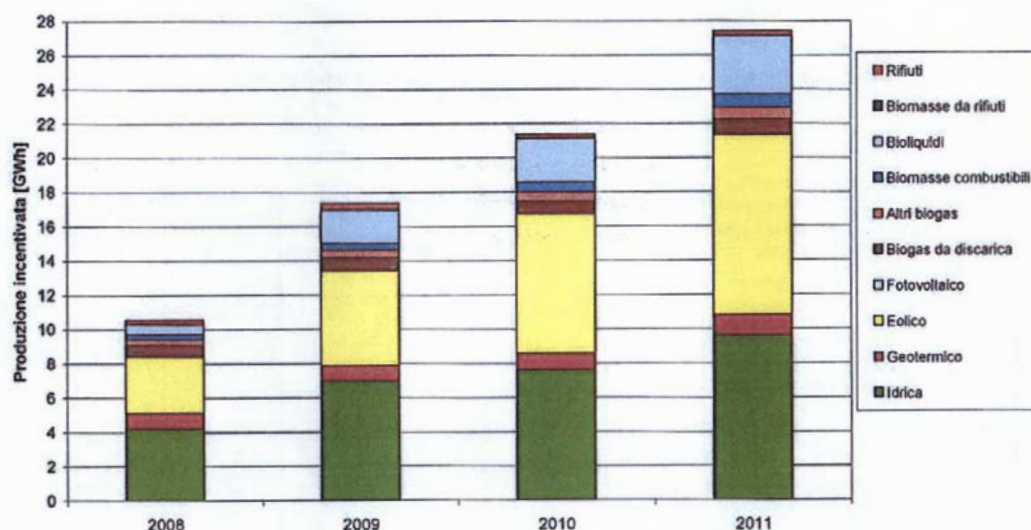
SP

La quantità di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili e incentivata con i CV è stata pari a circa 21,4 TWh nell'anno 2010, poi aumentata fino a circa 27,4 TWh nell'anno 2011 (Figura 6); ad essa occorre aggiungere la quantità di energia elettrica prodotta da impianti di cogenerazione abbinati al teleriscaldamento e incentivata con i CV, pari a circa 1,2 TWh nell'anno 2010, poi aumentata fino a circa 1,6 TWh nell'anno 2011.

Con riferimento alla produzione incentivata nell'anno 2011 (inclusa quella attribuibile agli impianti di cogenerazione abbinati al teleriscaldamento), sono stati emessi CV per circa 30 TWh equivalenti²⁷, a fronte di una domanda pari a circa 8,95 TWh. Da questi dati si può notare l'attuale entità dell'eccesso d'offerta.

Figura 6

Andamento della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili incentivata con i certificati verdi dal 2008 ad oggi



Per quanto riguarda gli oneri dei CV negli anni a venire, occorre tenere conto che il costo complessivo a carico dei clienti finali è previsto in aumento. Ciò per effetto dell'entrata in esercizio di nuovi impianti che hanno diritto ai CV, del continuo aumento dell'eccesso di offerta accompagnato dall'obbligo di ritiro dei CV invenduti in capo al GSE e della legge n. 244/07, che associa un diverso numero di CV a ciascuna fonte a parità di produzione.

Infine, è rilevante l'effetto derivante dall'applicazione del decreto legislativo n. 28/11, secondo cui il meccanismo dei CV viene azzerato entro l'anno 2015. Ciò comporta un graduale spostamento del relativo onere dai produttori al conto A3, vale a dire in bolletta, producendo così un ulteriore costo per il sistema. Infatti, il costo dei CV verrebbe sempre in minor parte "filtrato" dal mercato e diventerebbe sempre più un costo diretto in capo ai clienti finali.

²⁷ La differenza tra la quantità di energia elettrica prodotta e incentivata con i CV e i CV emessi è attribuibile ai coefficienti moltiplicativi che sono stati introdotti con la legge n. 244/07 al fine di remunerare maggiormente le fonti rinnovabili più costose.

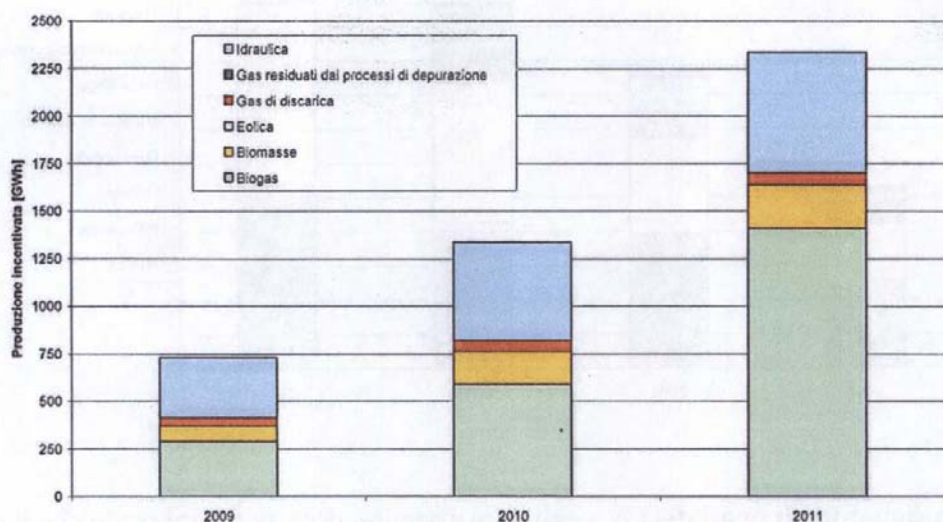
Tariffa fissa onnicomprensiva

L'onere complessivo derivante dalle tariffe fisse onnicomprensive, erogate ad impianti a fonti rinnovabili di potenza nominale fino a 1 MW,²⁸ deriva dalla differenza tra i costi sostenuti dal GSE per il ritiro dell'energia e i ricavi ottenuti dal GSE per la rivendita della medesima energia sul mercato.

Nell'anno 2010 il costo netto per il sistema è risultato pari a circa 244,4 milioni di euro, per una quantità di energia elettrica pari a 1,3 TWh, prodotta da 780 impianti per una potenza complessiva di circa 393 MW. Nell'anno 2011 (dati di preconsuntivo) il costo netto per il sistema è stimabile in circa 440,8 milioni di euro, per una quantità di energia elettrica pari a 2,4 TWh prodotta da 1.133 impianti per una potenza complessiva di circa 596 MW. Per l'anno 2012, si attende un progressivo aumento per effetto dell'entrata in esercizio di nuovi impianti, che comporterà un costo stimabile in 600 milioni di euro.

Figura 7

Evoluzione dell'energia elettrica incentivata con la tariffa fissa onnicomprensiva per fonte dal 2009 ad oggi



Fotovoltaico

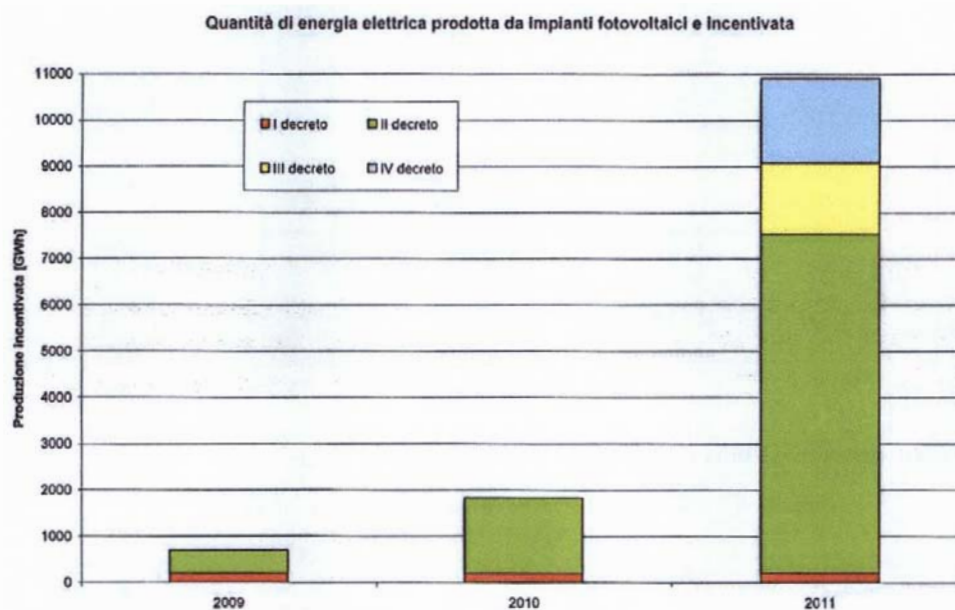
Nel 2010 l'impatto sui clienti finali del sistema di incentivazione della produzione fotovoltaica è stato pari a 744 milioni di euro, relativi a una quantità di energia elettrica incentivata pari a circa 1,8 TWh (155.409 impianti per una potenza pari a 3.458 MW); nel 2011 (dati di preconsuntivo) l'onere dovrebbe essere prossimo ai 4 miliardi di euro, relativi a una quantità di energia elettrica incentivata pari a circa 10,9 TWh (325.081 impianti per una potenza pari a 12.685 MW). Nel 2012 si prevede che il numero degli impianti fotovoltaici superi quota 400.000, per una potenza installata pari a circa 16.800 MW, comportando un onere in capo alla collettività prossimo a 6 miliardi di euro, per una quantità di energia elettrica incentivata attesa pari a circa 18,5 TWh. Pertanto, i 6-7 miliardi di euro annui, indicati dal decreto interministeriale 5 maggio 2011 come costo indicativo

²⁸ Per la sola fonte eolica la soglia di impianto è pari a 200 kW.

cumulato annuo degli incentivi, dovrebbero essere raggiunti nei primi mesi del 2013 (anziché nel 2016), in corrispondenza di una potenza installata inferiore ai 23 GW attesi a parità di costo.

La Figura 8 evidenzia l'evoluzione della quantità di energia elettrica prodotta da impianti fotovoltaici e incentivata; si può leggere il fortissimo incremento registrato nell'anno 2011 (+500%) soprattutto in relazione al II conto energia. Ciò è anche determinato dall'applicazione della legge n. 129/10.

Figura 8



La scelta di privilegiare l'utilizzo delle fonti rinnovabili per la produzione di energia elettrica anziché per la produzione di calore, con gli attuali strumenti incentivanti, è comunque una scelta costosa. In più, poiché la produzione di energia elettrica da impianti fotovoltaici è attualmente quella che presenta il valore unitario dell'incentivo più elevato, è evidente che l'aumento della produzione fotovoltaica, a scapito di produzioni da altre fonti rinnovabili, comporta maggiori costi per il sistema. L'obiettivo indicato nel Piano d'Azione Nazionale (PAN) per il raggiungimento degli obiettivi al 2020, approvato nel giugno scorso, per il fotovoltaico era invece pari a 8 GW, per una produzione attesa di 9,65 TWh (corrispondente a 0,83 Mtep). Tale obiettivo ad oggi è stato già ampiamente superato, per effetto di elevatissimi incentivi, che stanno comportando altissimi costi a carico del sistema elettrico e aumenti delle bollette elettriche.

Costi complessivi per l'incentivazione delle fonti rinnovabili

Gli effetti economici dei meccanismi d'incentivazione menzionati possono essere schematizzati come evidenziato in Figura 9. Tali meccanismi hanno permesso l'incentivazione di una quantità di energia elettrica che, nel 2011, ha superato i 45 TWh, come evidenziato in Figura 10.

P
SP

Figura 9 - Costo degli strumenti di incentivazione dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili. I dati relativi all'anno 2011 sono preconsuntivi, mentre i dati dell'anno 2012 rappresentano la miglior stima ad oggi possibile

Costo degli strumenti di incentivazione dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili

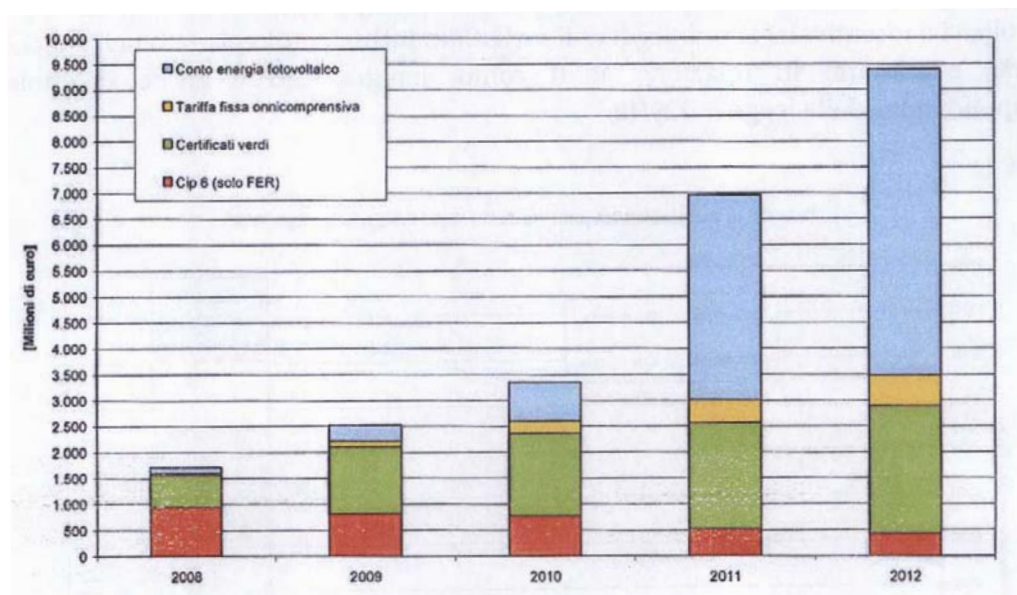
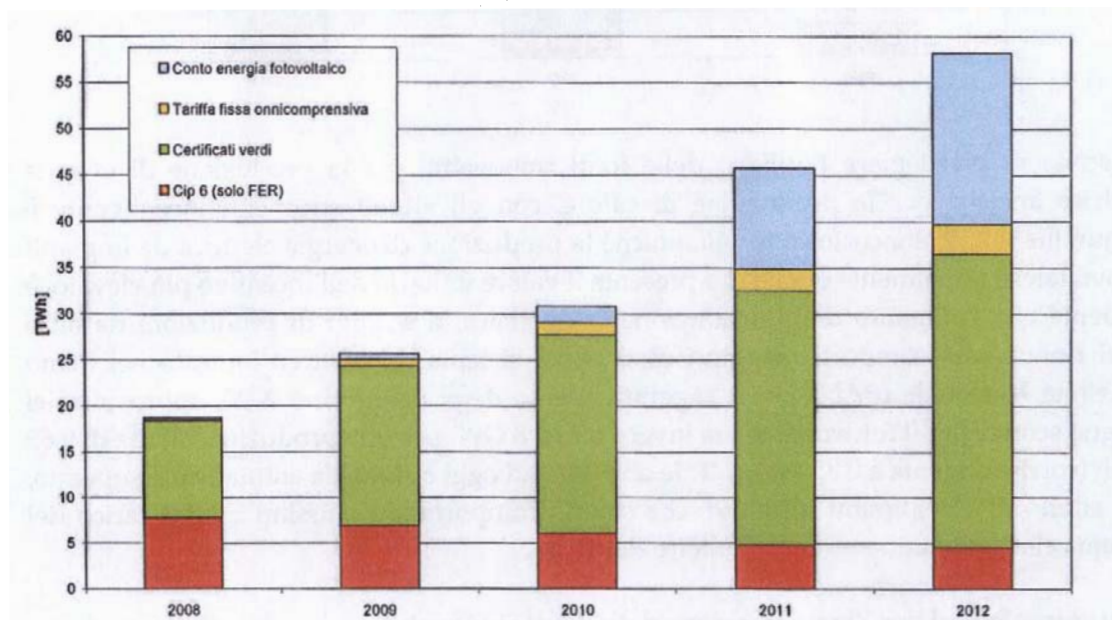


Figura 10 - Quantità di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili e incentivata.

Quantità di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili e incentivata



Si noti che, in relazione ai CV, non è possibile associare direttamente la quantità di energia elettrica incentivata in un dato anno con i relativi costi per il medesimo anno. Ciò perché i CV emessi ogni anno sono validi per i successivi tre anni. I dati relativi all'anno 2011 sono preconsuntivi, mentre i dati dell'anno 2012 rappresentano la miglior stima ad oggi possibile.

SP

I costi derivanti dall'incentivazione delle fonti rinnovabili trovano copertura tramite la componente tariffaria A3, con l'unica eccezione dei costi associati ai CV negoziati che, pertanto, non sono oggetto di ritiro da parte del GSE. Si stima che per l'anno 2012, i costi derivanti dall'incentivazione delle fonti rinnovabili siano pari a circa 9,4 miliardi di euro, di cui 8,7 coperti tramite la componente A3.

Sempre con riferimento all'anno 2012, in relazione alla componente tariffaria A3, agli 8,7 miliardi di euro sopra richiamati occorre aggiungere poco più di 800 milioni di euro per l'incentivazione degli impianti alimentati da fonti assimilate per i quali continuano ad essere vigenti le convenzioni Cip n. 6/92 (al netto, quindi, dei contributi da erogare per le risoluzioni anticipate delle convenzioni Cip n. 6/92, che potrebbero ammontare a poco meno di 400 milioni di euro per il medesimo anno). Infine, agli oneri derivanti dalle incentivazioni dirette, occorre anche aggiungere quelle attribuibili al ritiro dedicato, allo scambio sul posto e al funzionamento del GSE, per un totale complessivo in capo alla componente A3 prossimo a 10,5 miliardi di euro.

Per quanto riguarda l'andamento dei costi attesi fino al 2020 per l'incentivazione della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, nella segnalazione PAS 12/11, a cui si rimanda, si evidenziava che il costo degli strumenti incentivanti, per il solo anno 2020, avrebbe potuto essere prossimo a 10 – 12 miliardi di euro. Come sopra detto, già nel 2012 ci si attende di raggiungere un costo complessivo superiore a 9 miliardi di euro. Pertanto, i dati presentati meno di un anno fa potrebbero risultare sottostimati rispetto ai costieffettivi che verranno sostenuti nel 2012. Ciò dipende dalle scelte che verranno effettuate in sede di implementazione del decreto legislativo n. 28/11, con particolare riferimento alla definizione dei nuovi strumenti incentivanti per le fonti rinnovabili diverse dalla solare fotovoltaica, e dalle eventuali decisioni relative all'estensione degli incentivi previsti per gli impianti fotovoltaici a seguito del raggiungimento del costo indicativo cumulato annuo massimo atteso per i primi mesi del 2013.

4.4 CRITICITÀ DERIVANTI DALL'INTEGRAZIONE DELLE FONTI RINNOVABILI NEL MERCATO ELETTRICO

L'analisi dei prezzi medi orari su MGP fa già trasparire i primi effetti della crescente penetrazione delle energie rinnovabili non programmabili sul mercato elettrico. Dall'analisi dei prezzi medi orari di MGP si evince come l'aumento del 12,6% del PUN nel 2011 rispetto al 2010 sia concentrato nelle ore in cui la produzione fotovoltaica è trascurabile o assente e, a partire dal quarto trimestre, nelle ore pre-serali (17-20), ovvero quelle ore in cui cessa progressivamente la produzione fotovoltaica. In particolare:

- nelle ore in cui la produzione fotovoltaica è assente (1-6 e 21-24), il PUN è stato stabilmente intorno a quota 53 €/MWh nel corso del 2010. Al contrario, nel corso del 2011 si è registrato un brusco aumento del PUN nelle medesime ore già a partire dal secondo quadrimestre (66 €/MWh), che si è ulteriormente intensificato nel terzo quadrimestre (68 €/MWh). Nel 2011 il PUN medio è cresciuto, nelle suddette ore, del 19% rispetto all'anno precedente;
- nelle ore di maggior produzione fotovoltaica (7-16) il PUN, nel corso dell'anno 2011, ha registrato un aumento più contenuto passando dai 73 €/MWh del primo quadrimestre

Sp

a 77 €/MWh e a 84 €/MWh rispettivamente del secondo e terzo quadrimestre. Rispetto all'anno precedente, l'aumento è stato pari al 7%;


- nelle ore pre-serali (17-20) il PUN rimane stabile nel corso di tutto il 2010 e fino al secondo quadrimestre del 2011 (76 €/MWh), mentre si nota un picco nell'ultimo quadrimestre del 2011 pari a 104 €/MWh (+36% rispetto al quadrimestre precedente).

I prezzi e i profili di offerta tipici degli impianti eolici e fotovoltaici²⁹ hanno l'effetto di comprimere i prezzi di equilibrio su MGP in molte ore, riducendo significativamente il numero di ore in cui gli impianti termoelettrici hanno l'opportunità di coprire, oltre ai loro costi variabili, almeno parte dei loro costi fissi. Questo, peraltro, complica le strategie di offerta degli impianti termoelettrici su MGP, essendo fortemente aumentato il rischio di vedersi accettato nel MGP un programma di produzione molto "variabile" tra le ore, caratterizzato da accensioni e spegnimenti nell'arco dello stesso giorno, tecnicamente incompatibili con i vincoli di funzionamento di tali impianti.

Nella segnalazione sullo stato dei mercati dell'energia elettrica e del gas naturale e le relative criticità del 6 ottobre 2011 (PAS 21/11), questa Autorità ha, tra le altre cose, evidenziato i principali effetti della generazione da impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili sulla gestione in sicurezza del sistema elettrico nazionale. In particolare, ha evidenziato come l'aleatorietà di tali fonti comporta un incremento dell'errore di previsione del carico residuo da bilanciare in tempo reale e, quindi, un incremento dei fabbisogni di regolazione di frequenza e potenza, sia in aumento (riserva a salire) sia in diminuzione (riserva a scendere). A ciò va aggiunto che la maggiore produzione rinnovabile, riducendo la porzione di carico soddisfatta da unità di produzione termoelettriche con capacità di regolazione, rende ancor più complessa la costituzione dei margini di riserva necessari a garantire il bilanciamento in tempo reale della rete elettrica (taluni servizi di riserva possono infatti essere resi esclusivamente o prevalentemente da impianti in produzione). Tali difficoltà sono ulteriormente acuite per effetto delle carenze infrastrutturali (scarsa magliatura di rete e impianti termoelettrici di vecchia generazione con scarse capacità di regolazione) delle zone in cui le fonti non programmabili sono disponibili.

Il ritardo di Terna nell'implementazione del sistema GAUDÌ (nuova anagrafica impianti), introdotto con deliberazione ARG/elt 124/10, la carenza di serie storiche, l'assenza di penalizzazioni in caso di sbilanciamenti (differenze tra programma di immissione e immissione misurata) e le potenziali inefficienze dei sistemi di previsione aggravano i problemi derivanti dall'aleatorietà di tali fonti contribuendo a:

- sottostimare sistematicamente la produzione da fonti rinnovabili non programmabili ritirata dal GSE, da offrire su MGP a prezzo nullo;
- sottostimare sistematicamente la produzione da fonti rinnovabili non programmabili offerta direttamente su MGP dagli operatori diversi dal GSE (produttori o grossisti);
- incrementare l'errore di previsione di Terna dei fabbisogni orari zionali residui da utilizzare ai fini dell'approvvigionamento di risorse nella fase di programmazione di MSD.


²⁹ I prezzi di offerta sono pari a zero essendo nulli i costi variabili di produzione di tali impianti.