



***Novità relative al dispacciamento nel
caso di fonti rinnovabili non
programmabili***

***Stato di utilizzo ed integrazione degli
impianti alimentati da fonti rinnovabili***

Gruppo di lavoro “Clienti & Consumatori”

Roma, 5 marzo 2010

Ing. Andrea Galliani

Direzione Mercati

Autorità per l'energia elettrica e il gas



*Novità relative al dispacciamento nel caso di
fonti rinnovabili non programmabili*



Servizi di rete richiesti agli impianti eolici - 1

- Con la deliberazione ARG/elt 98/08, l'Autorità ha previsto che gli impianti non ancora in esercizio e per i quali non era ancora stata accettata la soluzione tecnica minima di dettaglio di cui alla deliberazione n. 281/05 alla data del 25 luglio 2008 (data di entrata in vigore della deliberazione ARG/elt 98/08), dovessero essere in grado di fornire i seguenti servizi di rete:
 - ✓ prestare insensibilità agli abbassamenti di tensione;
 - ✓ disporre di capacità regolazione di potenza attiva;
 - ✓ prestare azioni di riduzione di potenza immessa in rete/distacco di generazione;
 - ✓ disporre capacità di regolazione della potenza reattiva.



Servizi di rete richiesti agli impianti eolici - 2

- Con la deliberazione ARG/elt 5/10, sono state definite procedure concorsuali per la remunerazione dei costi sostenuti dai produttori in caso di adeguamento volontario degli impianti per la fornitura di uno o più servizi di rete (vds. slide precedente).
- I servizi di rete, già introdotti nei Paesi europei con maggior diffusione di impianti eolici, permettono di modulare al meglio la produzione a seconda del cambiamento delle condizioni metereologiche e delle condizioni di rete, migliorando così il dispacciamento e favorendo, anche a parità di infrastrutture elettriche esistenti, una maggiore diffusione delle stesse unità di produzione.



Remunerazione della mancata produzione eolica - 1

- Sempre con la deliberazione ARG/elt 5/10 l'Autorità ha definito nuove modalità di remunerazione per la mancata produzione da impianti eolici in conseguenza a riduzioni della produzione eventualmente imposte da Terna per garantire la sicurezza del sistema elettrico.
- Non si fa più riferimento alla produzione storica (come avveniva con la previgente deliberazione n. 330/07 fino alla fine del 2009) ma alle stime elaborate dal GSE sulla base dei dati effettivi di vento, misurati in sito, nelle ore in cui viene richiesta la riduzione di produzione e utilizzando un modello che simula il funzionamento degli stessi impianti di produzione eolica.



Remunerazione della mancata produzione eolica - 2

- La formula per il calcolo della mancata produzione eolica include:
 - ✓ un indice di affidabilità, che dovrà essere proposto da Terna tenendo conto del grado di affidabilità dell'utente del dispacciamento nel rispettare gli ordini di dispacciamento impartiti da Terna, senza che ciò comporti la possibilità di non rispettare gli ordini di dispacciamento.
 - ✓ una franchigia, pari a 80 ore equivalenti l'anno, da applicarsi nel caso in cui i produttori scelgano di non adeguare gli impianti eolici ai servizi di rete sopra richiamati, fatte salve le esenzioni concesse da Terna nei casi in cui non siano possibili gli adeguamenti.
- La mancata produzione eolica viene remunerata al prezzo zonale orario erogato da Terna nell'ambito del contratto di dispacciamento.



Miglioramento del servizio di dispacciamento

- La deliberazione ARG/elt 5/10 ha introdotto nuovi strumenti incentivanti in materia di programmazione delle unità di produzione rilevanti (cioè di potenza superiore o uguale a 10 MVA) alimentate da fonti rinnovabili non programmabili (non solo eolici).
- La deliberazione ARG/elt 5/10 ha previsto alcune disposizioni nei confronti di Terna per migliorare il servizio di dispacciamento, anche tenendo conto delle previsioni di immissione effettuate dal GSE ai sensi della deliberazione ARG/elt 4/10 nel caso di impianti non rilevanti (cioè di potenza inferiore a 10 MVA) alimentati da fonti rinnovabili non programmabili, acquisendo via satellite, in tempo reale, i dati relativi alla disponibilità della fonte e alla conseguente produzione.



Qualche considerazione sui costi

- Nell'ambito dei contratti di dispacciamento, i clienti finali sostengono i costi di approvvigionamento, da parte di Terna, delle risorse per il dispacciamento.
- Tra le risorse per il dispacciamento rientrano quelle necessarie per la disponibilità della capacità di riserva, i cui costi possono essere ridotti migliorando la capacità di previsione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili e avendo un maggior numero di impianti predisposti per prestare servizi di rete.
- In questo senso, i provvedimenti dell'Autorità prima descritti costituiscono una sorta di "investimento" che ha l'obiettivo di migliorare il dispacciamento, riducendone i costi;
- I costi che ne derivano sono sostenuti dai clienti finali nell'ambito del contratto di dispacciamento in prelievo, con l'unica eccezione dei costi operativi del GSE che vengono remunerati tramite la componente tariffaria A3.



Conclusioni

- Tutte le disposizioni brevemente richiamate sono quindi:
 - ✓ a favore delle fonti rinnovabili perché l'ottimizzazione dell'utilizzo della rete elettrica può favorire l'incremento della produzione da rinnovabili e garantendo la sicurezza della rete;
 - ✓ a favore dei clienti finali perché l'ottimizzazione dell'utilizzo della rete elettrica può comportare una significativa riduzione dei costi di dispacciamento.

- Tutte le disposizioni richiamate non comportano comunque il venir meno dell'esigenza di adeguare la rete esistente anche in relazione allo sviluppo attuale e futuro degli impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili.



*Stato di utilizzo ed integrazione degli
impianti alimentati da fonti rinnovabili
PAS 3/10*



Gestione delle richieste di connessione di impianti di produzione di energia elettrica in aree critiche

- ✓ Negli ultimi mesi sono emerse criticità nella gestione delle connessioni di impianti di produzione di energia elettrica in alcune aree del Paese, in termini di insufficienza delle reti.
- ✓ “Occorre prevedere strumenti, di carattere normativo e quindi regolatorio, finalizzati a rendere certe e più omogenee sul territorio nazionale le **procedure autorizzative** e ad utilizzare nel modo più efficiente possibile la capacità di rete disponibile prevedendo, ad esempio, interventi tecnici di ottimizzazione della rete e dei suoi componenti, oltre ad interventi finalizzati ad annullare la capacità di rete "prenotata" nei casi in cui all'accettazione del preventivo non faccia effettivamente seguito la concreta realizzazione dell'impianto di produzione. **Occorre sviluppare le reti elettriche di distribuzione e di trasmissione** per far fronte al progressivo sviluppo delle fonti rinnovabili, a partire dalle zone d'Italia ove tali fonti sono maggiormente disponibili”. (PAS 3/10)



Cessione o scambio dell'energia elettrica prodotta (i regimi amministrati di ritiro dedicato e di scambio sul posto)

➤ Ritiro dedicato

- ✓ energia elettrica ritirata: circa 8 TWh nel 2008 e nel 2009;
- ✓ *impatto in A3*: circa 40 milioni di euro per il 2008 e il 2009.

➤ Scambio sul posto

- ✓ più di 56.000 impianti nel 2009 (di cui 40 cogenerativi e 35 alimentati da fonti rinnovabili diverse dalla fonte solare);
- ✓ *impatto in A3*: meno di 10 milioni di euro attesi a conguaglio per il 2009.



Provvedimento Cip n. 6/92 – oneri in capo alla A3

Dati relativi all'applicazione del provvedimento Cip n. 6/92 nell'anno 2009

		Fonti rinnovabili		Fonti assimilate		Totale
			[%]		[%]	
Numero di convenzioni in essere al 31 dic. 2009	[Numero]	237	88,1%	32	11,9%	269
Potenza convenzionata al 31 dic. 2009	[MW]	1.732	28,1%	4.433	71,9%	6.165
Energia elettrica ritirata	[TWh]	6,9	19,2%	29,1	80,8%	36,0
Costi per il ritiro dell'energia elettrica	[Miliardi di euro]	1,3	31,7%	2,8	68,3%	4,1
Ricavi associati alla rivendita dell'energia elettrica	[Miliardi di euro]	0,44	19,2%	1,84	80,8%	2,3
Impatto sulla componente tariffaria A3	[Miliardi di euro]	0,86	47,4%	0,96	52,6%	1,8

I dati riportati nella presente tabella sono stime. In particolare, potrebbero essere oggetto di ulteriore revisione a seguito della determinazione del valore di conguaglio del costo evitato di combustibile (CEC).

Fonte: rielaborazione di dati trasmessi dal GSE all'Autorità

Per l'anno 2009 si stima che poco più di 1,7 miliardi di euro siano attribuibili alla differenza tra i prezzi Cip n. 6/92 e i prezzi di mercato, mentre i restanti 80 milioni di euro sono attribuibili ai prezzi di vendita dell'energia Cip n. 6/92 inferiori rispetto ai prezzi di mercato.



*Provvedimento Cip n. 6/92:
ulteriori oneri in capo alla A3
(tutti attribuibili alle fonti assimilate)*

- Oneri stimabili in circa **50 milioni di euro** da riconoscere nell'anno 2010 con riferimento alle produzioni dell'anno 2007, per i produttori da fonti assimilate e che sono assoggettati all'obbligo di acquisto dei CV.
- Oneri stimabili pari a circa **300 milioni di euro** da riconoscere nel 2010 con riferimento all'anno 2009, per il possesso dei permessi di emissione di gas climalteranti secondo la direttiva 2003/87/CE.



Certificati verdi

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 di produttori IAFR negoziati		Certificati verdi nella titolarità di produttori IAFR scambiati in infra-gruppo (dato stimato)		Certificati verdi autoprodotti nella titolarità di produttori IAFR		Certificati verdi nella titolarità del GSE venduti per garantire l'equilibrio tra domanda e offerta	
[TWh]	[TWh]	[TWh]	[%]	[TWh]	[%]	[TWh]	[%]	[TWh]	[%]	[TWh]	[%]	
2001	161,6	2	2002	3,23	0,47	14,5%	0,30	9,3%	0,12	3,7%	2,34	72,5%
2002	180,6	2	2003	3,61	0,60	16,6%	0,68	18,8%	0,21	6,0%	2,05	56,8%
2003	201,1	2	2004	4,02	1,22	30,3%	1,08	26,9%	0,59	14,7%	1,03	25,6%
2004	193,8	2,35	2005	4,48	2,36	52,7%	0,33	7,4%	1,52	33,9%	0,14	3,1%
2005	222,2	2,70	2006	6,00	3,32	55,3%	0,50	8,3%	1,97	32,8%	0,01	0,2%
2006	189,9	3,05	2007	5,84	2,03	34,8%	0,50	8,6%	3,25	55,7%	0,01	0,2%
2007	187,0	3,80	2008	7,10	2,53	35,6%	0,10	1,4%	0,15	2,1%	4,29	60,4%
2008	187,8	4,55	2009	8,50								

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 relativi all'obbligo dell'anno 2009 sono stimati: infatti tale obbligo termina il 31 marzo 2010.

I dati riportati possono subire piccole modifiche per effetto dei controlli tecnici effettuati sugli impianti.



Applicazione dell'obbligo di acquisto dei certificati verdi in Italia: oneri al netto dei costi di acquisto dei CV inventuti da parte del GSE

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	Offerta								Oneri sostenuti indirettamente dai clienti nei prezzi dell'energia elettrica	di cui a beneficio dei produttori IAFR	di cui a riduzione del fabbisogno del conto alimentato dalla comp. A3
		Certificati verdi nella titolarità di produttori IAFR negoziati	Certificati verdi nella titolarità di produttori IAFR scambiati infra-gruppo (dato stimato)	Certificati verdi autoprodotti nella titolarità di produttori IAFR	Certificati verdi nella titolarità del GSE	[TWh]	[€/MWh]	[TWh]	[€/MWh]			
2002	3,23	0,47	80,0	0,30	30,0	0,12	30,0	2,34	84,18	247	50	197
2003	3,61	0,60	78,3	0,68	30,0	0,21	30,0	2,05	82,40	243	74	169
2004	4,02	1,22	92,5	1,08	30,0	0,59	30,0	1,03	97,39	263	163	100
2005	4,48	2,36	106,9	0,33	35,0	1,52	35,0	0,14	108,92	332	317	15
2006	6,00	3,32	120,6	0,50	35,0	1,97	35,0	0,01	125,28	488	487	1
2007	5,84	2,03	85,4	0,50	35,0	3,25	35,0	0,01	125,13	306	305	1
2008	7,10	2,53	84,6	0,10	23,0	0,15	23,0	4,29	88,66	600	220	380

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 GME.

I valori annuali dei certificati verdi nella titolarità di produttori IAFR scambiati infra-gruppo o autoprodotti è stato stimato pari a 30 - 35 €/MWh utilizzando il criterio del costo opportunità. Tale valore è stato stimato pari a circa 23 €/MWh per l'anno 2008 poichè tale anno è stato caratterizzato da un elevato prezzo medio di mercato dell'energia elettrica.

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 poichè tali certificati sono stati tutti venduti in sessioni speciali organizzate dal GSE nel mese di aprile 2009.

I dati relativi all'obbligo dell'anno 2009 non sono disponibili poichè tale obbligo termina il 31 marzo 2010.

Fonte: rielaborazione di dati trasmessi dal GSE.



Certificati verdi: oneri in capo alla A3 - 1

- Gli oneri in capo alla A3 derivano dall'obbligo di acquisto, previsto dalla legge finanziaria per il 2008 in capo al GSE, dei CV scaduti (cioè dei CV emessi da tre anni e invenduti). Il DM 18 dicembre 2008, nell'attuare la predetta legge, ha aggiunto una disposizione transitoria, secondo cui il GSE nel periodo 2009-2011 deve ritirare i CV invenduti e riferiti agli anni fino al 2010 al prezzo medio ponderato delle contrattazioni di CV registrate presso il GME.
- Per l'obbligo dell'anno 2008, i soggetti all'obbligo potevano acquistare i CV nella titolarità del GSE a un prezzo pari a 88,66 €/MWh, mentre il GSE doveva ritirare i CV invenduti (compresi quelli non ancora scaduti, previa richiesta da parte dei produttori) a un prezzo pari a 98 €/MWh.
- Ciò ha comportato una radicale alterazione al normale funzionamento del sistema dei CV che si è manifestata in una drastica riduzione del numero dei CV "autoprodotti" rispetto agli anni precedenti, mentre è notevolmente aumentato il numero dei CV acquistati dal GSE.

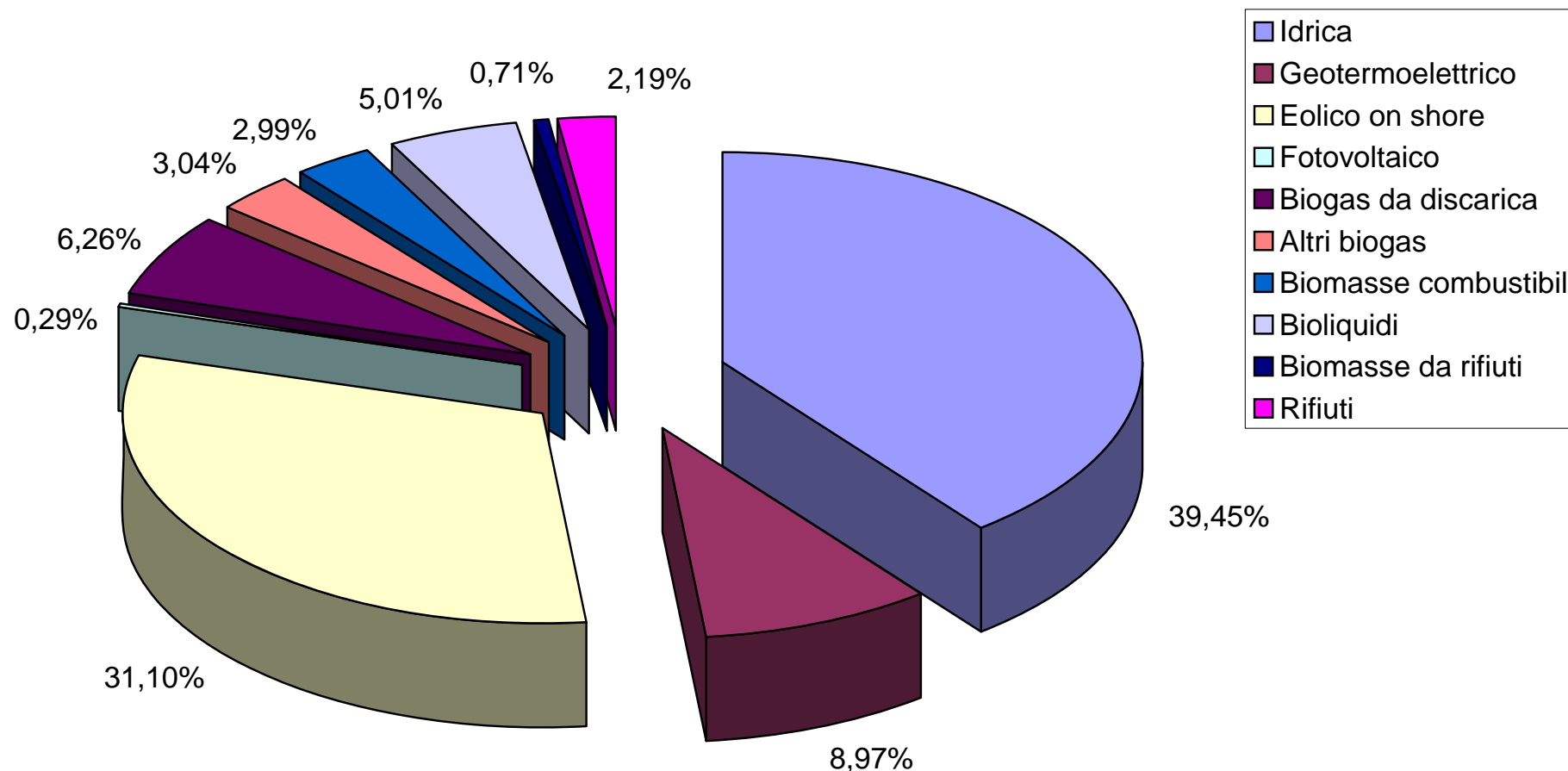


Certificati verdi: oneri in capo alla A3 - 2

- Nell'anno 2009, con riferimento all'obbligo 2008, il GSE ha sostenuto un costo pari a circa 1.010 milioni di euro per il ritiro dei CV invenduti che, al netto del ricavo di 380 milioni di euro per la contestuale cessione di CV (per effetto dell'anomalia di funzionamento dei CV), ha determinato un onere netto aggiuntivo pari a 630 milioni di euro.
- Nell'anno 2010, con riferimento all'obbligo 2009, non si dovrebbe ripetere l'anomalia: si stima che il GSE ritiri CV per 540 milioni di euro.



Produzione di energia elettrica dell'anno 2008 incentivata con i certificati verdi. Totale = 10,56 TWh



Fonte: il grafico è tratto da elaborazioni AEEG su dati GSE



Tariffe fisse onnicomprensive e feed in premium per il fotovoltaico

➤ Tariffa fissa onnicomprensiva

- ✓ energia elettrica ritirata: circa 0,4 TWh nel 2009;
- ✓ *impatto in A3*: circa 70 milioni di euro per il 2009.

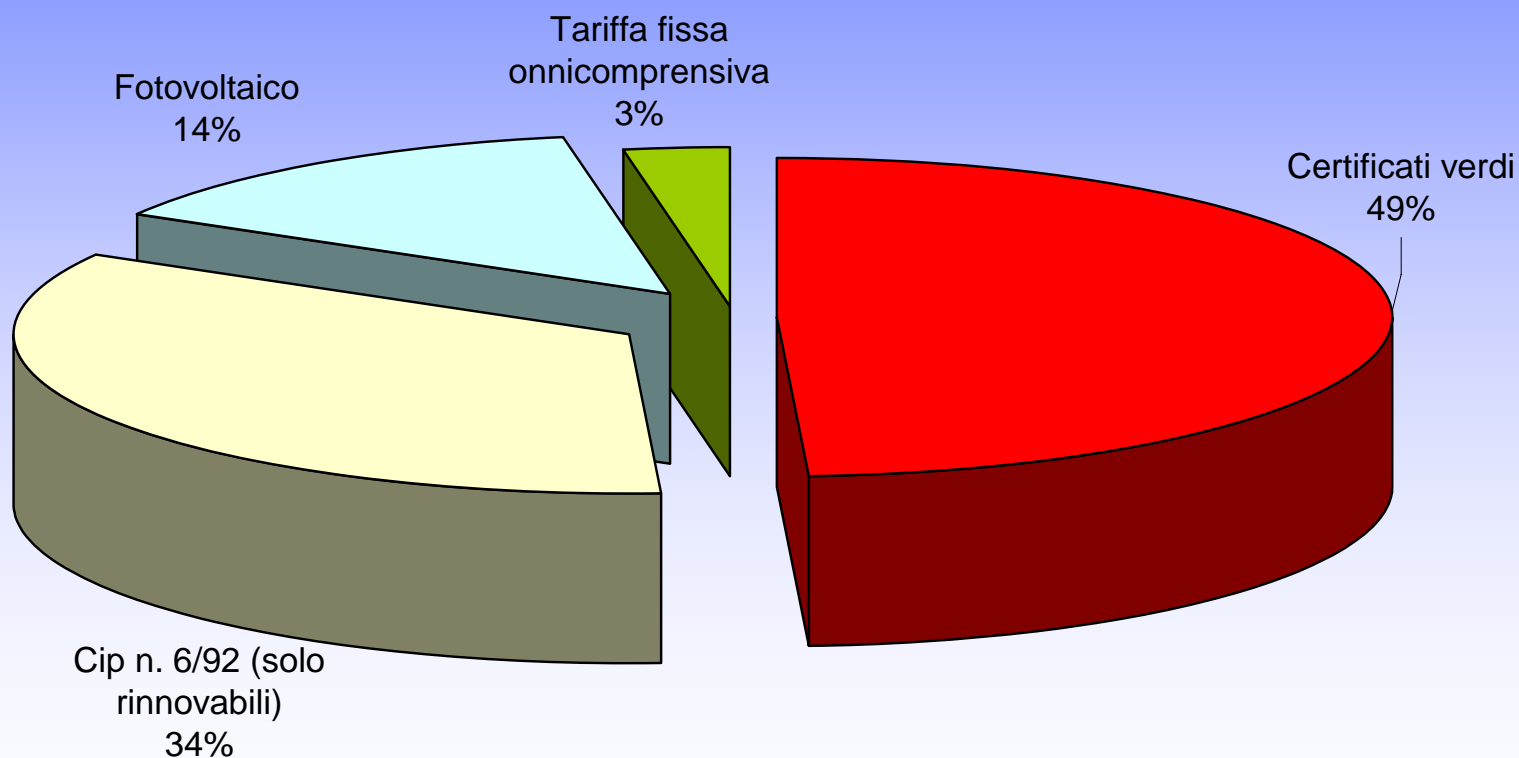
➤ Feed in premium per il fotovoltaico

- ✓ energia elettrica incentivata: circa 0,9 TWh nel 2009;
- ✓ *impatto in A3*: circa 344 milioni di euro per il 2009



Incidenza delle incentivazioni per le fonti rinnovabili nell'anno 2009.

**Totale: circa 2,5 miliardi di euro
(di cui circa 1,9 miliardi di euro in A3)**



Il totale qui riportato non comprende i costi attribuibili alle fonti assimilate.



Considerazioni conclusive

- I sistemi di incentivazione delle fonti rinnovabili devono tenere conto degli obiettivi nazionali al 2020 ma anche della sostenibilità economica.
- E' opportuno rivedere il livello e la durata delle incentivazioni concesse alle fonti rinnovabili (con particolare riferimento al fotovoltaico), tenendo conto dell'evoluzione tecnologica in atto.
- E' necessario garantire stabilità negli investimenti, evitando modifiche troppo frequenti nella struttura dei sistemi di incentivazione: potrebbe essere sufficiente apportare dei correttivi agli strumenti incentivanti già esistenti in modo che possano essere più efficienti.
- E' opportuno spostare una parte significativa degli oneri legati all'incentivazione delle fonti rinnovabili dalla bolletta energetica alla fiscalità generale.
- Per promuovere le fonti rinnovabili, occorre prestare attenzione anche alla necessità dello sviluppo delle reti (incluse le autorizzazioni).



Grazie per l'attenzione

***Autorità per l'energia elettrica e il gas
Direzione mercati***

*Piazza Cavour, 5
20121 Milano*

mercati@autorita.energia.it

www.autorita.energia.it

Tel: 02 – 655 65 290

Fax: 02 – 655 65 265