

Capitolo 3

I CERTIFICATI VERDI

3.1 Premessa

Nel panorama energetico italiano si associa spesso l'idea di energia da fonte rinnovabile alla produzione di energia elettrica. Questo a causa dei Certificati Verdi (CV), una delle forme di incentivazione dell'energia da fonte rinnovabile più conosciute in Italia, accessibile a chiunque voglia cimentarsi nella produzione di energia elettrica rinnovabile e, ultimo ma non meno importante, per la quale esistono delle statistiche precise, attendibili e relativamente aggiornate. In realtà, nel corso dei precedenti capitoli si è documentato che le fonti rinnovabili, oltre a produrre energia elettrica, sono impiegate anche per produrre solamente calore o biocombustibili da trasporto. In questo capitolo si chiarirà che, tra gli impianti elettrici italiani alimentati con fonte rinnovabile, non tutti sono riconosciuti come IAFR (e quindi non percepiscono CV, in quanto manca la qualifica di Impianto Alimentato a Fonti Rinnovabili) e non tutti godono delle incentivazioni previste per le fonti rinnovabili. Come si nota in tabella 3.1, solo il 28,4% dell'energia rinnovabile prodotta nel 2006 è stato oggetto di incentivazione.

Tab. 3.1 - Quota della produzione incentivata sul totale della produzione rinnovabile (anno 2006)

	Fonte (GWh)						
	Idraulica	Geotermica	Biomasse	Eolica	Biogas	Solare	Totale
a Energia rinnovabile lorda totale	36.994	5.527	5.408	2.971	1.336	35	52.275
b Energia rinnovabile lorda al netto idro > 10 MW	7.875	5.527	5.408	2.971	1.336	35	23.156
c Energia rinnovabile incentivata	3.444	2.299	4.814	2.971	1.336	1	14.867
d di cui energia con CV	2.123	845	447	1.745	439	1	5.602
e di cui energia CIP 6	1.321	1.454	4.367	1.226	897	0	9.265
Incidenza energia incentivata sul totale [c/a]	9,3%	41,6%	89,0%	100,0%	100,0%	2,9%	28,4%
Incidenza energia incentivata su "nuove" rinnovabili [c/b]	43,7%	41,6%	89,0%	100,0%	100,0%	2,9%	64,2%
Incidenza energia con CV (c/a)	5,7%	15,3%	8,3%	58,7%	32,9%	2,9%	10,7%
Incidenza energia con CIP 6 (d/a)	3,6%	26,3%	80,8%	41,3%	67,1%	0,0%	17,7%

Fonte: nostra elaborazione su dati GSE

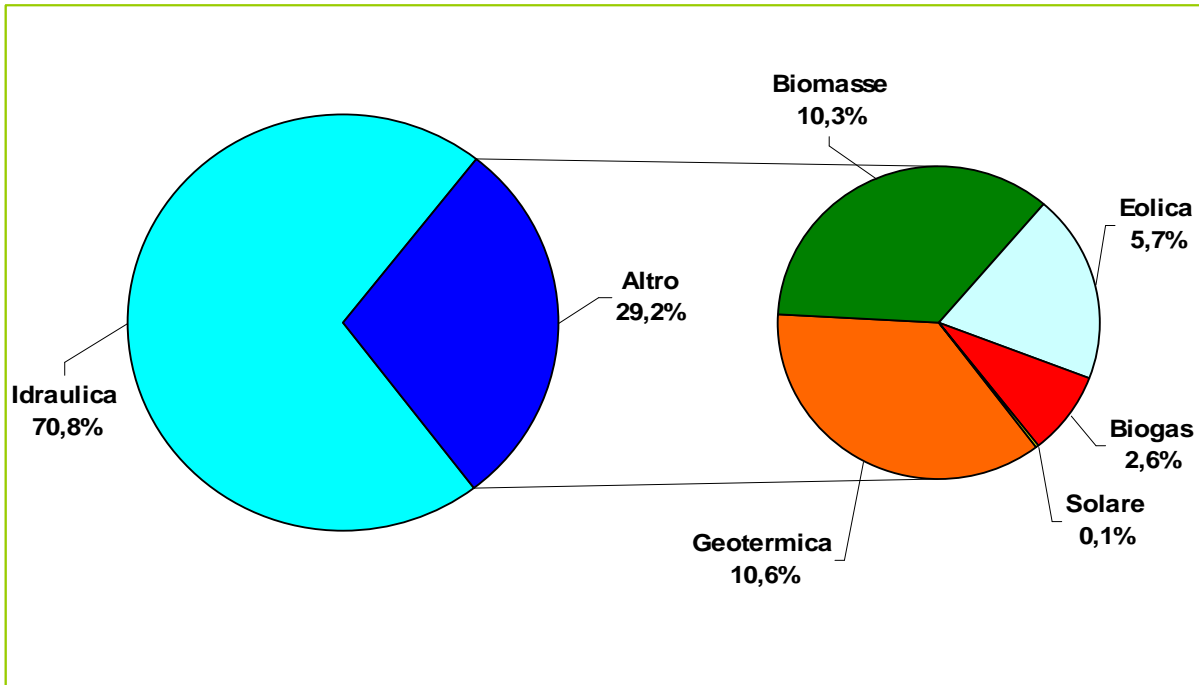
Esiste infatti una distinzione tra fonti elettriche rinnovabili *totali*, in cui prevale la fonte idraulica di grandi dimensioni (vedi fig. 3.1), e l'elettricità da "nuove" fonti rinnovabili, ovvero quelle in cui si esclude il grande idroelettrico e che stanno catturando l'attenzione del settore (fig. 3.2) in quanto incentivate.

Scorrendo i dati della tabella 3.1 si può notare che:

- l'energia idroelettrica si è diffusa in assenza di incentivi, mentre l'energia elettrica da biomasse, biogas e/o eolica sono per lo più incentivate (fig. 3.3);
- considerando l'elettricità da "nuove rinnovabili" (cioè escludendo il grande idroelettrico), circa 2/3 della produzione è incentivata, soprattutto quella derivante da fonte idraulica, biomasse, biogas e geotermico; ciò indica che esiste

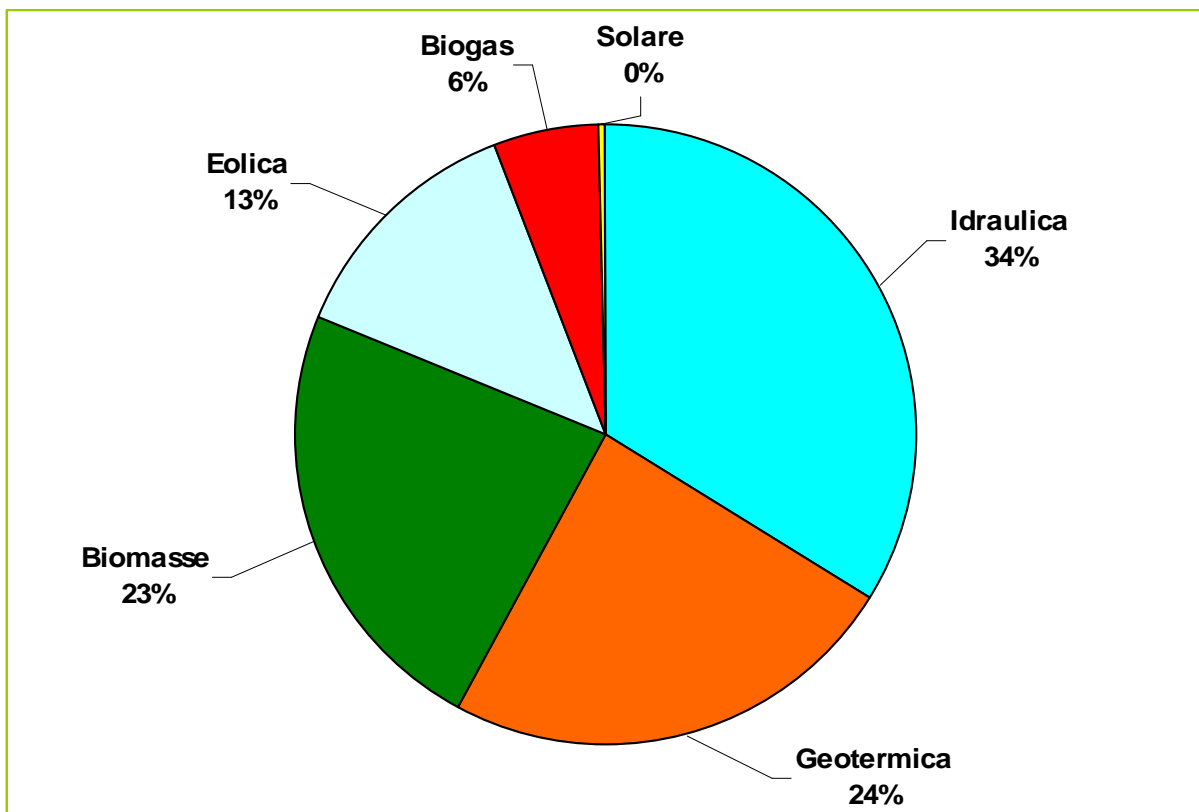
- circa 1/3 della “nuova” produzione elettrica rinnovabile che non gode attualmente di incentivi (Certificati verdi o CIP 6);
- e) tra le fonti rinnovabili incentivate, nel 2006 ha prevalso la produzione CIP 6, circa 1,5 volte maggiore di quella derivante dai Certificati verdi.

Fig. 3.1 - Ripartizione della produzione elettrica lorda rinnovabile per fonte



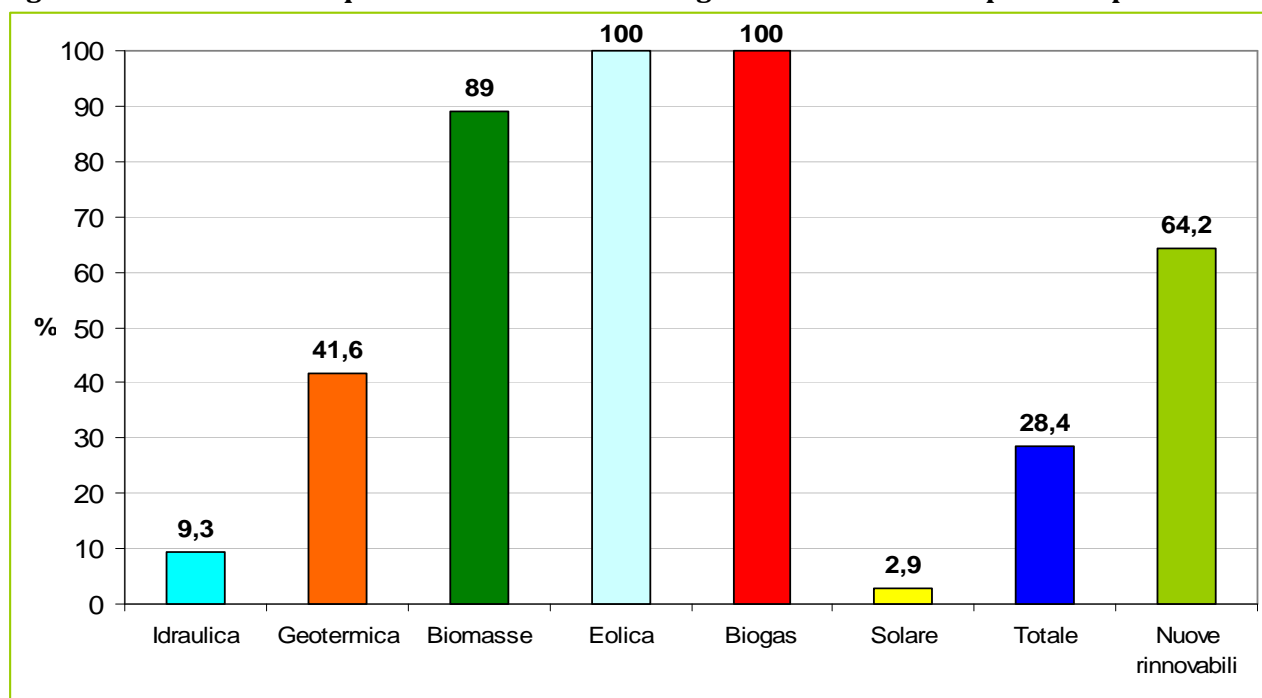
Fonte: ns elaborazione su dati GSE

Fig. 3.2 - Ripartizione della produzione elettrica lorda delle “nuove” rinnovabili per fonte



Fonte: ns elaborazione su dati GSE

Fig. 3.3 – Incidenza della quota incentivata sull’energia lorda rinnovabile prodotta per fonte



Fonte: ns elaborazione su dati GSE

Passando ad una valutazione in valore, secondo Greenpeace³⁴ ammonta a circa 5,3 miliardi di euro il sostegno economico dato alle fonti rinnovabili e assimilate nel corso del 2007; di questo totale circa l’82,4% è destinato alle fonti assimilate e ai rifiuti, mentre il restante è suddiviso tra incentivi CIP 6 (15,96%), CV (1,2%) e solare (0,5%). Si avrà modo di approfondire, nel corso del capitolo, la bontà di tali valutazioni.

Prima di procedere ad una trattazione esaustiva relativa ai CV, si vuole qui sottolineare che i CV non sono una “invenzione” italiana, ma la loro istituzione in Italia è conseguente al recepimento della Direttiva 96/92/CE tramite il D. Lgs. 79/99 (Decreto Bersani relativo alla liberalizzazione del settore elettrico). Si vuole qui sottolineare l’importanza attribuita, da un punto di vista politico italiano, al settore energetico: la velocità con cui è stata recepita la direttiva europea (3 anni) rispetto ad altri argomenti cari al settore agricolo, come ad esempio la Direttiva Nitrati (Direttiva 91/676/CE, recepita 8 anni dopo dal D. Lgs. 152/99 e implementata, di fatto, a partire dal 2007).

La trattazione sui CV considererà dapprincipio le forme originarie di incentivazione dell’energia elettrica rinnovabile, ovvero i cosiddetti impianti CIP 6, tutt’oggi ancora attivi, per poi descrivere cosa si intende per CV e il loro meccanismo di assegnazione e terminare infine con l’analisi della domanda, dell’offerta e dei mercati dei CV.

3.2 I precursori dei certificati verdi: gli impianti CIP 6

L’incentivazione all’energia elettrica (e.e.) prodotta da fonte rinnovabile è stata istituita con la legge n. 9 del 9 gennaio 1991, di portata più generale che aveva come obiettivo quello di ovviare alla carenza di generazione elettrica favorendo l’entrata sul mercato di produttori terzi diversi da ENEL. La legge 9/91 prevedeva un regime di tutela in cui la produzione degli impianti aventi diritto (tra cui quelli alimentati con fonti rinnovabili, oltre alle fonti

³⁴ http://www.fiper.it/uploads/media/incentivi_fonti_rinnovabili_2007.pdf

assimilate), veniva ritirata dall'ENEL ad un prezzo stabilito dalla Comitato Interministeriale Prezzi (CIP). Il CIP, con il provvedimento n. 6 del 29 aprile 1992, ha così calcolato i prezzi di cessione dell'energia elettrica prodotta da impianti alimentati da fonte rinnovabile e assimilata, considerando i principi del "costo evitato" di combustibile e il maggior costo sostenuto per l'impiego di fonti rinnovabili; gli impianti riconosciuti (entrati in funzione dopo il 30 gennaio 1991) beneficiavano di questo trattamento di riguardo per 8 anni e da allora furono identificati come "impianti CIP6" o, riferendosi alla loro produzione, "energia CIP6". Dal 1998 l'attività di indicazione dei prezzi relativi all'energia elettrica prodotta da fonte rinnovabile e assimilata viene trasferita all'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas (AEEG), istituita con la legge 481/95. L'AEEG ha stabilito quindi i prezzi e gli incentivi ex CIP6 con le seguenti delibere:

- delibera 108/97; in cui si stabilisce il prezzo di ritiro, da parte dell'ENEL, delle eccedenze elettriche;
- delibere 82/99 e 62/02, in cui si stabilisce il prezzo dell'e.e. prodotta da impianti idroelettrici ad acqua fluente al di sotto di 3 MW potenza;
- delibera 81/99, in cui si stabilisce il prezzo dell'energia elettrica ottenuta da impianti alimentati da fonti rinnovabili e assimilate entrati in esercizio dopo il 1/1/1997.

Con tali provvedimenti l'AEEG imponeva la condotta commerciale all'Enel, l'unico acquirente possibile di energia elettrica, a parte i consumi di energia interni al produttore stesso, che, di fatto, era il monopolista dell'energia elettrica in Italia.

Con l'implementazione di quanto previsto dal D. Lgs. 79/99, viene istituito il Gestore dei Servizi Elettrici (GSE), che è diventato quindi il responsabile, al posto di ENEL, per l'acquisto di energia elettrica prodotta da impianti terzi, compresa quella prodotta dagli impianti CIP6.

Gli impianti CIP6 attivi a fine 2007 risultavano essere 374 (tab. 3.2), di cui l'88% circa da fonti rinnovabili, con una potenza contrattuale di 7.641 MW, di cui il 31% circa da fonti rinnovabili.

Tab. 3.2 Potenza contrattuale CIP6 e numero delle convenzioni valide al 31 dicembre 2006 e 2007 per tipologia di fonte

	31 dicembre 2006		31 dicembre 2007	
	Potenza contrattuale (MW)	Convenzioni (n.)	Potenza contrattuale (MW)	Convenzioni (n.)
Fonti assimilate	5.443	57	5.278	46
Fonti rinnovabili	2.785	391	2.363	328
Totale	8.228	448	7.641	374

Fonte: GSE (2008)

La tab. 3.3 riporta invece i volumi di energia elettrica CIP6 acquistati dal GSE dalla sua istituzione: si nota come dal 2004 sia in atto una diminuzione dell'energia sotto contratto CIP6. Nel 2007 l'energia elettrica CIP6 è prodotta per la maggior parte da fonti assimilate (82% circa), mentre solo il 18% circa proviene da fonti rinnovabili, soprattutto biomasse, biogas e rifiuti, unica categoria che è andata incrementandosi nel corso di tutto il periodo considerato al ritmo medio annuo del 20% circa, pur segnando un rallentamento degli incrementi a partire dal 2004.

Tab. 3.3 - Acquisto di energia elettrica ex art. 3, comma 12, D.Lgs. 79/99 per tipologia di impianto (GWh)

	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Impianti alimentati a combustibili di processo o residui o recuperi di energia	16.765	17.936	17.252	18.317	17.138	17.428	17.161
Impianti alimentati a combustibili fossili o idrocarburi	24.210	24.366	24.434	25.025	24.182	22.262	21.173
Totale fonti assimilate	40.975	42.302	41.686	43.342	41.320	39.690	38.334

<i>Quota fonti assimilate</i>	76,60%	78,30%	77,30%	76,50%	80,60%	80,95%	82,3%
Impianti idroelettrici a serbatoio, a bacino, ad acqua fluente oltre 3 MW	3.184	1.614	1.523	1.468	1.196	1.085	594
Impianti ad acqua fluente fino a 3 MW	3.601	4.001	2.929	3.533	350	360	422
Impianti geotermici	1.781	1.849	2.578	2.012	1.843	1.454	1.237
Impianti eolici	1.100	1.271	1.274	1.407	1.201	1.117	983
Solare	0	0	0	0	0	0	0
Biomasse, biogas e rifiuti	2.149	2.767	3.723	4.694	5.152	5.255	4.994
Impianti idroelettrici potenziati	735	205	199	234	200	70	13
Totale fonti rinnovabili	12.550	11.707	12.226	13.348	9.943	9.340	8.243
<i>Quota fonti rinnovabili</i>	23,40%	21,70%	22,70%	23,50%	19,40%	19,50%	17,7
Totale acquisto energia elettrica ex art. 3, comma 12, D.Lgs. 79/99	53.525	54.009	53.912	56.690	51.262	49.030	46.577

Fonte: GSE (2008)

L'energia CIP6 è stata remunerata dal GSE ai prezzi riportati in tab. 3.4. Si osserva che l'aumento dei prezzi di cessione è stato maggiore, al passare degli anni, per le fonti rinnovabili (+83,2%) rispetto quelle assimilate (+15,5%)

L'energia CIP6 ritirata dal GSE viene ceduta in parte al mercato libero (costituito da grandi utilizzatori individuati come "grossisti" e "clienti idonei"), in parte all'Acquirente Unico (rivolto agli ex clienti vincolati, cioè le piccole utenze); mercato libero e vincolato hanno assorbito rispettivamente il 65 e il 35% dell'energia CIP6 ritirata dal GSE nel 2007. Il costo sostenuto dal GSE per l'acquisto dell'energia CIP6 viene coperto con i ricavi ottenuti dalla vendita di energia (ottenuti con un prezzo pari a 64 €/MWh nel 2007) e con i CV spettanti agli impianti CIP6 entrati in esercizio dopo l'1 aprile 1999. La spesa residua viene classificata come "onere di sistema", quantificato dall'AEEG e pagata dal consumatore finale come "componente tariffaria A3". Nella tabella si vede come sia proprio il gettito derivante dalla componente tariffaria A3 la principale voce di ricavo per il GSE per compensare gli acquisti dell'energia CIP6.

Tab. 3.4 – Costi per acquisto di energia ex art.3, comma 12, D.Lgs. 79/99 per tipologia di fonte

	2001		2002		2003		2004		2005		2006		2007	
	Mn€	€/MWh	Mn€	€/MWh	Mn€	€/MWh	Mn€	€/MWh	Mn€	€/MWh	Mn€	€/MWh	Mn€	€/MWh
Fonti assimilate	3.468	84,64	3.380	79,89	3.429	82,26	3.696	85,27	4.044	97,87	4.428	111,55	3.747	97,74
di cui vendita di elettricità	2.298	56,09	2.124	50,21	2.301	55,21	2.202	50,8	2.165	49,95	2.200	55,4	2.330	60,77
di cui vendita CV	0	0	0	0	152	3,64	125	2,89	82	1,89	3	0,1	0	0
esigenza Gettito A3	1.170	28,55	1.256	29,68	976	23,41	1.369	31,58	1.797	46,03	2.224	56	1.417	36,97
Fonti rinnovabili	1.232	98,16	1.289	110,13	1.538	125,75	1.740	130,3	1.722	173,15	1.771	189,66	1.483	179,89
di cui vendita di elettricità	704	56,09	588	50,21	675	55,21	678	50,8	395	49,95	518	55,4	501	60,77
di cui vendita CV	0	0	0	0	45	3,64	39	2,89	15	1,89	1	0,1	0	0
esigenza Gettito A3	528	42,07	701	59,92	818	66,9	1.023	76,61	1.312	121,31	1.253	134,2	982	119
Totale	4.700	87,81	4.669	86,45	4.698	92,12	5.436	95,88	5.766	112,47	6.199	126,43	5.230	112,28
di cui vendita di elettricità	3.002	56,09	2.712	50,21	2.976	55,21	2.880	50,8	2.560	49,95	2.718	55,4	230	112,28
di cui vendita CV	0	0	0	0	197	3,64	164	2,89	97	1,89	3	0,1	2.831	60,77
esigenza Gettito A3	1.698	31,72	1.957	36,24	1.794	33,28	2.392	42,19	3.109	60,63	3.477	70,9	2.399	51,51

Fonte: GSE (2008)

Nel 2007 la produzione CIP6 (in GWh) è localizzata soprattutto (tab 3.5):

- per impianti alimentati da fonti assimilate, in Toscana (14,8%), Sicilia (13,2%), Veneto (11,4%), Sardegna (11,5%) e Puglia (10,3%);

- b) per impianti alimentati da fonti rinnovabili, in Lombardia (23,4%), Toscana (17,9%), Puglia (9,4%), Calabria (8,5%) ed Emilia Romagna (7,5%). Il Veneto copre una quota di appena il 2,6% del totale nazionale.

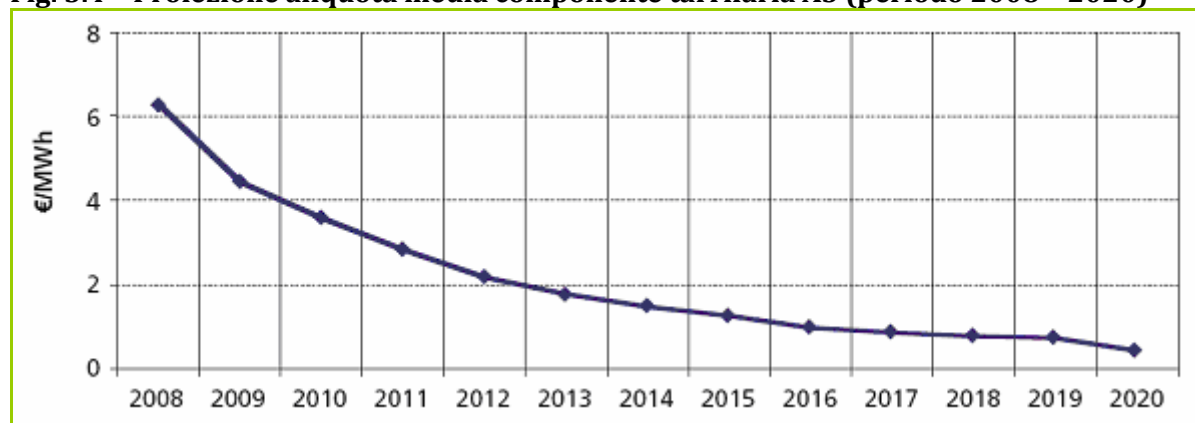
Tab. 3.5 – Acquisto di energia ex art. 3, comma 12, D.Lgs. 79/99 per regione e tipologia di fonte nel 2007

Regione	Fonti assimilate		Fonti rinnovabili	
	GWh	%	GWh	%
Piemonte	896,7	2,3	447,7	5,4
Valle D'Aosta	-	-	87,5	1,1
Liguria	136,9	0,4	19,1	0,2
Lombardia	1.549,8	4,0	1.926,1	23,4
Trentino Alto Adige	-	-	156,7	1,9
Veneto	4.378,8	11,4	214,5	2,6
Friuli	1.135,9	3	133,3	1,6
Emilia Romagna	1.889,0	4,9	615,9	7,5
Toscana	5.660,7	14,8	1.474,2	17,9
Marche	3.254,1	8,5	31,9	0,4
Umbria	307,6	0,8	120,4	1,5
Lazio	650,4	1,7	300,8	3,6
Abruzzo	2.089,5	5,5	232,4	2,8
Molise	666,9	1,7	126,0	1,5
Campania	1.642,5	4,3	468,4	5,7
Puglia	3.936,6	10,3	772,3	9,4
Basilicata	663,8	1,7	167,8	2,0
Calabria	-	-	703,2	8,5
Sicilia	5.056,8	13,2	55,5	0,7
Sardegna	4.417,8	11,5	189,5	2,3
Italia	38.333,8	100,0	8.243,1	100,0

Fonte: GSE (2008)

Come illustrato in precedenza, gli impianti CIP6 hanno delle convenzioni di ritiro dell'elettricità a condizioni agevolate che durano solitamente 8 anni (tranne qualche caso). Le prospettive di produzione dell'energia CIP6 sono in ridimensionamento: il 60% delle convenzioni CIP6 in vigore al 2007 scadranno nel 2010, mentre le ultime scadranno nel 2020. In base a queste considerazioni anche la componente tariffaria A3 è prevista diminuire (nello scenario base, in cui parte da un volume di consumo elettrico finale di 306 TWh, con un tasso di incremento del 2% annuo), passando da 6,3 €/MWh nel 2007 a una previsione di 3,6 €/MWh nel 2010, 1,3 €/MWh nel 2015 e infine 0,4 €/MWh nel 2020 (fig 3.4).

Fig. 3.4 – Proiezione aliquota media componente tariffaria A3 (periodo 2008 - 2020)



Fonte: GSE (2008)

3.3 L'introduzione dei certificati verdi e la loro evoluzione normativa

Nei paragrafi precedenti si è analizzata la situazione relativa all'energia elettrica da fonte rinnovabile prima all'introduzione dei CV. E' il cosiddetto Decreto Bersani (D. Lgs. 79/99) a fare da spartiacque anche nel campo dell'e.e. rinnovabile contribuendo in modo decisivo alla liberalizzazione del sistema elettrico italiano, con l'introduzione dell' "*obbligo di immettere nel sistema elettrico nazionale una quota (di e.e.) prodotta da impianti da fonti rinnovabili entrati in esercizio o riportanzati... in data successiva all'entrata in vigore del decreto*" (1 aprile 1999). Inizialmente il Decreto Bersani prevedeva una percentuale di introduzione obbligatoria del 2% dell'energia elettrica prodotta o importata da fonte convenzionale (al netto di alcune decurtazioni che si vedranno in seguito), innalzata poi annualmente dello 0,35% a partire dal 2004 (come previsto dal D. Lgs. 387/03) fino al 2006 e, attualmente, incrementata ulteriormente allo 0,75% annuo nel periodo 2007-2012 (Legge 244/07). Produttori e importatori di e.e. da fonte convenzionale hanno la possibilità di adempiere all'obbligo previsto dal decreto in diversi modi: producendo essi stessi e.e. da fonte rinnovabile oppure acquistando e.e. da fonte rinnovabile o, infine, acquistando i diritti di produzione da fonte rinnovabile. Quindi eccoci alla definizione di legge dei CV: sono dei diritti di produzione da fonte rinnovabile; nel caso degli importatori di e.e. rinnovabile al di fuori dell'Italia, tali diritti prendono un altro nome, cioè Garanzia di Origine (GO), anche se il principio (e l'attribuzione) è lo stesso che governa i CV. Questi diritti di produzione vanno a sommarsi e sono indipendenti dall'energia elettrica effettivamente prodotta, costituendo quindi un prodotto del tutto a se stante rispetto l'e.e..

I soggetti all'obbligo di immissione di e.e. rinnovabile hanno una tempistica da rispettare. Per quanto riguarda i CV acquistabili, i soggetti all'obbligo di immissione di e.e. rinnovabile possono impiegare CV ottenuti dalla produzione del medesimo anno o da quella dei due anni precedenti. Ad esempio, per assolvere all'obbligo di immettere una quota di e.e. rinnovabile relativa alla produzione immessa in rete 2007, si possono acquistare CV relativi al 2007, al 2006 o del 2005. Per esempio, l'obbligo generato dalle immissioni in rete di e.e. fossile immessa nel 2006 è stato soddisfatto per più del 90% da CV relativi allo stesso anno. Sempre in riferimento alle scadenze temporali, entro il 31 marzo di ogni anno (n) i soggetti all'obbligo devono autocertificare l'energia immessa in rete da fonte non rinnovabile, al netto delle decurtazioni previste per legge, riferita all'anno precedente (n-1), oltre a dichiarare i CV prodotti o acquistati per soddisfare l'obbligo dell'anno n-2. A questo punto il GSE esegue una verifica delle dichiarazioni, a seguito della quale comunica l'esito del controllo. In caso di esito negativo, il soggetto all'obbligo deve acquistare la quota mancante di CV, pena la diffida da parte dell'AEEG e la limitazione all'accesso al mercato.

Per sintetizzare, con il Decreto Bersani si è quindi creata per legge quella che in seguito definiremo "domanda di diritti di produzione" (che siano CV in Italia o GO con i paesi europei). Senza bisogno di essere degli economisti, in presenza di una domanda è possibile che si sviluppi un'offerta per soddisfarla e quindi un mercato.

I diritti di produzione da fonte rinnovabile vengono assegnati a quegli impianti alimentati con tali fonti su richiesta del produttore al GSE. Mentre non vi sono dubbi sul fatto di considerare come rinnovabili l'eolico, l'idrico, il geotermico e il solare, qualche complessità è nata nell'individuare, ai sensi di legge, lo spartiacque in merito alla rinnovabilità delle biomasse, dei rifiuti e della cogenerazione. Innanzitutto vengono attribuiti CV agli impianti alimentati con biomasse, rifiuti o alla loro frazione riconosciuta come *biodegradabile*, come indicato dall'art. 2 del D. Lgs. 387/2003; lo stesso D. Lgs. 387/2003, all'art. 17, estende poi l'attribuzione dei CV anche alla frazione non biodegradabile dei rifiuti. La legge Marzano (legge 23 agosto 2004 n. 239), all'art. 71 introduce l'assegnazione dei CV anche agli impianti

che producono e.e con l'idrogeno, con le celle a combustibile e agli impianti di cogenerazione purché quest'ultima sia abbinata al teleriscaldamento e "...limitatamente alla quota di energia termica effettivamente utilizzata per il teleriscaldamento...". Con la Finanziaria 2007 (legge 296/06) è stata eliminata la possibilità di attribuire i CV anche alla frazione non biodegradabile dei rifiuti, all'idrogeno, alle celle a combustibile e alla cogenerazione abbinata al teleriscaldamento, fatti salvi i diritti acquisiti.

Dopo aver chiarito a chi vengono riconosciuti i diritti di produzione da fonte rinnovabile, ora si passa alla loro durata: previsti inizialmente per 8 anni (come per gli impianti CIP6), sono stati estesi a 12 anni dal D. Lgs. 152/06 e poi di nuovo allungati a 15 anni con la Finanziaria 2008 (legge 24 dicembre 2007 n. 244).

La taglia dei diritti di produzione è anch'essa definita per legge, viene espressa in MWh di energia elettrica, ed è variata da un valore iniziale di 100 MWh/CV, per ridursi a 50 MWh/CV con la legge Marzano e infine diventare pari a 1 MWh/CV come previsto dalla Finanziaria 2008.

Altro aspetto essenziale per introdurre i diritti alla produzione rinnovabili è il loro valore: i CV in realtà hanno una quotazione triplice, una cosiddetta *di riferimento* (calcolata dall'AEEG per la cessione dei CV in caso di scarsità di offerta), una *di ritiro* (per l'acquisto di CV sul mercato in caso di eccesso di offerta) e l'altra *di mercato* (in seguito alle contrattazioni bilaterali o vendita sulla piattaforma elettronica del GME). Mentre il *prezzo di riferimento dei CV* viene pubblicato ogni anno dal GSE e calcolato secondo una procedura prevista per legge, il *prezzo di ritiro dei CV* viene pubblicato entro il 31 gennaio di ogni anno sulla base della quotazione media del CV registrata l'anno precedente. La necessità di determinare il prezzo di riferimento deriva dal fatto che esso indica il prezzo di cessione dei CV, da parte del GSE, ai soggetti all'obbligo in caso di scarsità di offerta mentre, nel caso del prezzo di ritiro, si indica il prezzo di acquisto, da parte del GSE, dei CV giunti a scadenza in caso di eccesso di offerta. La presenza di due prezzi istituzionali oltre al prezzo di mercato, può indurre un atteggiamento strategico da parte degli operatori di mercato: in particolare l'offerta di CV, relativamente ai CV in scadenza, confronta il prezzo di mercato (nel primo trimestre 2008 è stato pari a 82,99 €/MWh + IVA) e il prezzo di ritiro che percepirebbe dal GSE (nel corso del 2008, per i CV giunti a scadenza - del 2005 - è pari a 120,19 €/MWh). Come ci si potrebbe aspettare, i CV relativi al 2005 non sono stati scambiati sul mercato nel corso del 2008, in attesa di venderli al GSE a inizio 2009.

A partire dal 2008 e per la durata di 3 anni, il valore di riferimento (cioè di cessione) dei CV è pari, come previsto dalla Finanziaria 2008, alla differenza tra 180 €/MWh e il valore medio dell'e.e. rinnovabile ceduta l'anno precedente e calcolata dall'AEEG (67,12 €/MWh). Si ottiene così che il prezzo di riferimento dei CV per il 2008 è pari a 112,88 €/MWh e che un CV vale 112,88 € (fino a dicembre 2007, essendo la taglia in vigore di 50 MWh, un CV sarebbe valso $112,88 \times 50 = 5.644$ €). La Finanziaria 2008 ha previsto, nel caso in cui il GSE ritiri dal mercato i CV in eccesso all'obbligo di acquisto, di intervenire solo per i CV giunti a scadenza e fino alla copertura del 25% del consumo interno di e.e. da fonte rinnovabile.

La Finanziaria 2008 ha introdotto due modifiche sostanziali nel meccanismo dei certificati verdi:

- 1) si è differenziata la quantità di CV attribuiti al singolo impianto. In precedenza infatti un impianto eolico riceveva lo stesso livello di incentivazione di uno idroelettrico. Con la legge 244/07, la produzione attesa di un impianto IAFR viene moltiplicata per:
 - a) 0,8 nel caso sia alimentato da biogas di discarica;
 - b) 0,9 se alimentato da fonte geotermica;
 - c) 1,0 se alimentato dall'eolico on shore oppure dall'idroelettrico on shore;
 - d) 1,1 se alimentato con eolico off shore o con biomasse non da filiera;

e) 1,8 se alimentato con biomasse da filiera (contratti quadro, intese di filiera, filiera corta) o con moto ondoso.

I coefficienti moltiplicativi vengono impiegati per l'attribuzione di CV fino ad impianti da 10 MWh, i quali avranno quindi una struttura dei ricavi basata sulla somma dell'energia elettrica prodotta e dai CV commercializzati.

2) su richiesta del produttore, è stata introdotta l'opzione di sostituire il meccanismo di pagamento dell'energia elettrica rinnovabile basato su CV + e.e. con la corresponsione di una *tariffa unica*; tale possibilità viene però accordata ai soli impianti di potenza inferiore a 1 MW elettrico, ovvero gli impianti di *piccole*³⁵ dimensioni (1000 kW). La tariffa unica prevista è anch'essa differenziata per tipologia di fonte rinnovabile:

a) 0,18 €/kWh nel caso sia alimentato da biogas di discarica;

b) 0,20 €/kWh se alimentato da fonte geotermica;

c) 0,22 €/kWh se alimentato dall'idroelettrico on shore, dai rifiuti e dalle biomasse non di filiera;

d) 0,30 €/kWh se alimentato con eolico inferiore a 0,2 MW di potenza o con biomasse da filiera (contratti quadro, intese di filiera, filiera corta);

e) 0,34 €/kWh se alimentato con moto ondoso.

Su questi temi è stato approvato lo scorso 26 novembre 2008 dal Senato della Repubblica, ed è stato ora trasmesso alla Camera dei deputati per la discussione e la successiva approvazione definitiva, il disegno di Legge di conversione del Decreto Legge 3 novembre 2008, n. 171 recante misure urgenti per il rilancio competitivo del settore agroalimentare. Tra le modifiche apportate dal Senato al testo originario del decreto, viene di fatto abrogata la norma presente nella legge finanziaria 2008 (legge n. 244/2007) che faceva salva dalle disposizioni in essa contenuta quanto disposto dalla normativa in vigore (legge n. 222/2007) per l'utilizzo delle biomasse e biogas derivanti da prodotti agricoli di allevamento e forestali ottenute solo nell'ambito di intese di filiera o contratti quadro, oppure nell'ambito di filiere corte ottenuti cioè entro un raggio di 70 km dall'impianto utilizzatore. Con la nuova norma viene tolta questa limitazione ed eliminata l'intera categoria "biomasse prodotte da attività agricola, allevamento e forestale da filiera corta" dall'elenco presente nella tabella 3 allegata alla finanziaria 2008, sostituita con una voce più completa per la quale verrebbe introdotta una specifica tariffa la cui entità non è ancora stata determinata.

3.4 Gli Impianti Alimentati a Fonte Rinnovabile (IAFR)

Gli Impianti Alimentati a Fonte Rinnovabile (IAFR) sono quegli impianti che hanno ottenuto un numero di riconoscimento da parte del GSE, unico su tutto il territorio nazionale, che permette loro di richiedere l'attribuzione, e di conseguenza, la vendita dei CV una volta entrati in esercizio commerciale. L'attribuzione quindi di impianto IAFR avviene in uno stadio preliminare, si potrebbe definire di cantiere, della realizzazione vera e propria della centrale elettrica: per questo motivo si distingue tra impianti IAFR a progetto (cioè ancora non operativi) e in esercizio (cioè che effettivamente sono entrati in funzione cedendo e.e.). Come si vede dalla tabella 3.6, gli impianti IAFR al 31 dicembre 2007 sono 2.297 in totale, di cui il 58% è già in esercizio; il numero complessivo degli impianti IAFR è in aumento del 56%

³⁵ Occorre prestare attenzione alla terminologia in uso: per piccola generazione si intende la generazione elettrica inferiore ad 1 MW di potenza (ai sensi del Decreto Marzano 239/04), mentre per piccola cogenerazione si intende la contemporanea generazione di e.e. ed e.t. per una potenza elettrica compresa tra 0,05 e 1 MW (Delibera AEEG 42/02); al di sotto di 0,05 MW si parla di microgenerazione

rispetto l'anno precedente, grazie soprattutto all'impennata di qualificazioni a progetto eseguite, che sono più che raddoppiate (+130%).

Tab. 3.6 – Evoluzione degli impianti IAFR in Italia nel periodo 2001 – 2007 (dati aggiornati al 31 dicembre 2007)

Anno	Impianti a Progetto	Var. (%)	Impianti in Esercizio	Var. (%)	Totale Impianti	Var. (%)
2001	47	-	73	-	120	-
2002	129	174	196	168	327	172
2003	187	45	358	83	545	67
2004	236	26	545	52	781	43
2005	264	12	797	46	1.061	36
2006	418	58	1.051	32	1.470	38
2007	961	130	1.335	27	2.297	56

Fonte: GSE (2008)

Per quanto riguarda gli impianti qualificati IAFR *in esercizio* al 31 dicembre 2007 (tab. 3.7) si osserva che il 58% degli impianti in esercizio rappresenta il 43% della potenza installata e il 29,2% della produzione annua qualificata. Il primato in termini di numerosità, potenza e produzione spetta agli impianti idroelettrici, che rappresentano rispettivamente il 60,3%, il 49,8% e il 32,3% degli impianti qualificati IAFR in esercizio. Degli impianti *bio-* (biogas e biomassa), che verranno discussi meglio in seguito, ci si limita a sottolineare come il biogas sembri aver passato il picco di potenziale, in quanto gli impianti, la potenza e la producibilità in esercizio sono maggiore di quella prevista a progetto. Fenomeno che si verifica all'opposto alla voce biomasse, dove gli impianti a progetto sono più del triplo di quelli esistenti e addirittura la produzione annua in cantiere è quasi sei volte quella attuale. Complessivamente gli impianti in esercizio classificati *bio-* rappresentano il 22% degli impianti qualificati IAFR, il 17,3% della potenza installata e il 24,9% della produzione ottenuta IAFR.

Tab. 3.7 – Impianti qualificati IAFR in Italia al 31 dicembre 2007

Tipologia di fonte rinnovabile	Numero di impianti		Potenza (MW)		Producibilità annua (GWh/y)	
	esercizio	progetto*	esercizio*	progetto	esercizio	progetto
Idraulica	805	279	4.784	2.489	4.697	4.371
Geotermica	12	2	380	40	943	202
Eolica	157	351	1.886	8.517	4.484	17.960
Biogas	228	75	250	82	1.511	580
Biomasse	66	222	1.412	1.600	2.115	12.134
Solare	34	26	4	4	5	5
Rifiuti	33	2	883	3	794	19
Totale IAFR	1.335	961	9.600	12.735	14.549	35.271

* Il totale degli impianti IAFR riportato dal GSE non coincide alla somma della colonna soprastante

Fonte: GSE (2008)

Per quanto riguarda gli impianti qualificati IAFR *a progetto* al 31 dicembre 2007, essi rappresentano il 41,9% degli impianti, il 57% della potenza e il 70,8% della produzione annua qualificata. Distinguendo per fonte, il primato degli impianti a progetto spetta all'energia eolica sotto qualsiasi aspetto: numerosità, pari al 36,5% degli impianti qualificati, potenza, pari al 66,9% della potenza qualificata, produzione annua, pari al 59,9%. Gli impianti in cantiere a biomassa sono quelli che prevedono il maggior incremento rispetto quelli già attivi (oltre 3 volte), a cui corrisponde un raddoppio della potenza installata in esercizio: come

indicato in tab. 27 gli impianti a biomasse in progetto hanno una taglia media inferiore a quelli in esercizio, pari a circa un terzo. Complessivamente gli impianti *bio-* a progetto rappresentano il 30,9% degli impianti IAFR, il 13,2% della potenza in cantiere e il 36% della produzione annua prossima all'avvio. Gli impianti a biomasse in progetto tendono ad essere più grandi di quelli a biogas, anche se da entrambe le fonti le aspettative di funzionamento annuo sono le più alte tra gli impianti IAFR.

In termini complessivi gli impianti IAFR a progetto prevedono un aumento rispetto all'esistente sotto tutti i punti di vista: tendono ad essere meno numerosi ma di potenza maggiore e soprattutto prevedono di produrre molto di più di quelli esistenti (tab. 3.8). La maggior produzione degli impianti in cantiere rispetto a quelli già in esercizio, se da un lato è giustificata dalla maggior potenza media installata (+84,7% rispetto gli impianti in esercizio), dall'altra è dovuta alla previsione che gli impianti IAFR a progetto funzionino per un numero maggiore di ore all'anno (+82,7%).

Approfondendo l'analisi, la taglia media degli impianti IAFR in esercizio ammonta a circa 7 MW, e l'impianto medio a fonte rinnovabile produce circa 10.900 MWh/anno con un funzionamento medio annuo di 1.500 ore. Per quanto riguarda gli impianti a biomasse, essendo queste un mix di diversi prodotti (solide, liquide e rifiuti biodegradabili), ci si limita a sottolineare, per ora, la grossa diversità tra le ore di funzionamento degli impianti in esercizio (1.500 ore/anno circa) e quelle per gli impianti a progetto (circa 7.600 ore/anno): si tratta di nuove tecnologie o un eccesso di aspettative? Per gli impianti a biogas si nota invece che in Italia la dimensione media degli impianti in esercizio è di poco più di 1 MW e hanno un'attività di poco più di 6.000 ore/anno. Quindi attualmente il biogas è la fonte rinnovabile i cui impianti, pur avendo la minor dimensione media (escludendo il solare), risultano attivi per la maggior parte del tempo utile in un anno.

Tab. 3.8 – Caratteristiche degli impianti qualificati IAFR in Italia al 31 dicembre 2007

Tipologia di fonte rinnovabile	Potenza Media [MW/impianto]		Producibilità Media (GWh/impianto)		Ore annue funzionamento	
	esercizio	progetto	esercizio	progetto	esercizio	progetto
Idraulica	5,9	8,9	5,8	15,7	982	1.756
Geotermica	31,7	20,0	78,6	101,0	2.482	5.050
Eolica	12,0	24,3	28,6	51,2	2.378	2.109
Biogas	1,1	1,1	6,6	7,7	6.044	7.073
Biomasse	21,4	7,2	32,0	54,7	1.498	7.584
Solare	0,1	0,2	0,1	0,2	1.250	1.250
Rifiuti	26,8	1,5	24,1	9,5	899	6.333
Totale IAFR	7,2	13,3	10,9	36,7	1.516	2.770

Fonte: elaborazione Vicentini su dati GSE

Scorporando la voce biomasse, sotto la quale il GSE raggruppa le biomasse combustibili (cioè solide come, ad es., il legno), quelle liquide (i biocombustibili, ad es., olio vegetale e biodiesel) e quelle da rifiuti, per gli impianti *in esercizio*, si conclude che:

- gli impianti alimentati da biomassa da rifiuti hanno le maggiori dimensioni, anche se sono i meno diffusi e con la minore produzione annua;
- gli impianti con biomasse combustibili sono numerosi come quelli a biomasse liquide, ma rispetto a quest'ultime hanno potenza media superiore (circa 10 volte) anche se il funzionamento medio annuo è inferiore. Nonostante questo gli impianti a biomassa combustibile hanno il primato della produzione elettrica annua della categoria, con uno share del 64,2% (tab. 3.9).

Tab. 3.9 – Impianti qualificati IAFR a biomasse in Italia al 31 dicembre 2007

Tipologia di fonte rinnovabile	Numero di impianti		Potenza (MW)		Producibilità annua (GWh/y)	
	esercizio	progetto	esercizio	progetto	esercizio	progetto
Biomasse combustibili	31	38	970	467	1.359	3.444
Biomasse liquide	29	179	96	1.115	636	8.547
Biomasse da rifiuti	6	5	347	19	121	144
Totale IAFR a biomasse	66	222	1.413	1.601	2.116	12.135

Fonte: GSE (2008)

Per gli impianti alimentati con biomasse *a progetto*, le biomasse liquide sono quelle che dovrebbero aver la maggior applicazione sotto qualsiasi aspetto, con un raddoppio della dimensione media di impianto e, a parità di ore lavorate, un raddoppio della produzione elettrica IAFR. Nonostante ciò, il GSE indica che la taglia più frequente degli impianti a biomasse liquide è di 500 kW, con il 70% dei gli impianti in cantiere che non supera il MW elettrico.

Se le ore annue di funzionamento delle biomasse liquide è coerente tra gli impianti a progetto e quelli in esercizio, di entità paragonabile al biogas, lascia sorpresi l'incremento previsto per lo sfruttamento delle biomasse combustibili e da rifiuti, passato rispettivamente da 1.401 e 349 ore/y a oltre 7.000 in entrambi i casi (tab. 3.10).

Tab. 3.10 – Caratteristiche degli impianti qualificati IAFR a biomasse in Italia al 31 dicembre 2007

Tipologia di fonte rinnovabile	Potenza Media (MW/impianto)		Producibilità Media (GWh/impianto)		ore annue funzionamento	
	esercizio	progetto	esercizio	progetto	esercizio	progetto
Biomasse combustibili	31,3	12,3	43,8	90,6	1.401	7.375
Biomasse liquide	3,3	6,2	21,9	47,7	6.625	7.665
Biomasse da rifiuti	57,8	3,8	20,2	28,8	349	7.579
Totale IAFR a biomasse	21,4	7,2	32,1	54,7	1.498	7.580

Fonte: elaborazione Vicentini su dati GSE

3.5 La domanda di Certificati Verdi

La determinazione della domanda di CV è data dalla quantificazione dell'energia soggetta all'obbligo, calcolata secondo i principi illustrati nei precedenti paragrafi e per la quale si riporta un esempio in tabella 3.11. Si vede che su 105 potenziali soggetti all'obbligo di immissione di e.e. da fonte rinnovabile, solo 63 risultano poi obbligati all'acquisto di CV.

Al netto delle detrazioni elencate in tab. 3.11, solo il 65% della produzione elettrica non rinnovabile ottenuta nel 2006 origina CV da immettere in rete per il 2007. L'obbligo sorge per la maggior parte in capo ai produttori (97,9%); questo significa che oltre i tre quarti delle importazioni di energia elettrica sono provviste di Garanzia di Origine (GO) e quindi non generano CV. Il maggior contributo alla riduzione della quota di energia fossile soggetta all'obbligo viene data, per i produttori, dalla cogenerazione: 42% circa del totale, ottenuto da 42.763/(279.669-190.783), e, per gli importatori, dalla produzione esente in quanto munita di GO, passata da circa 10.000 GWh nel 2005 a circa 35.000 Gwh.

Nella tabella 3.12 si vede come l'energia rinnovabile da immettere nel sistema elettrico sia aumentata ad un tasso medio annuo del 13% circa, nonostante l'ultimo anno sia diminuita del 2%. Per quanto riguarda il soddisfacimento di tale domanda, negli anni si è assistito ad un aumento dell'offerta da parte di impianti IAFR e una riduzione dei CV offerti dal GSE; in particolare l'offerta di e.e. IAFR è aumentato mediamente di oltre il 60% nel periodo 2002-

2006. Uno dei fattori che ha contribuito a determinare, recentemente, un surplus di CV è, oltre all'aumento dell'offerta, la riduzione della domanda causata dall'aumento dell'importazione di e.e. munita di GO: se non ci fosse stato tale aumento dell'importazione di e.e. munita di GO, la domanda interna di CV sarebbe stata superiore al 15% per l'obbligo relativo al 2007. Infatti, aggiungendo 25 TWh in tabella 3.12 alla quota di energia soggetta ad obbligo del 2006 (190,8 TWh), non si sarebbe verificata la riduzione della domanda di CV avvenuta nel 2007.

Tab. 3.11 – Calcolo dell'energia elettrica soggetta all'obbligo nel 2006, dell'energia rinnovabile da immettere in rete e dei certificati verdi corrispondenti nel 2007

Produttori			Importatori			Totale	
	GWh	N.		GWh	N.	GWh	N.
Prod. netta 2006 ¹	249.176						
Biomasse e rifiuti ¹	6.295						
Produzione non rinnovabile	242.881		Import totale ²	49.413		292.294	
Produzione da impianti oltre 100 GWh	233.876	57	Import oltre 100 GWh	45.793	48	279.669	105
Produzione esente da cogenerazione	42.763		Import esente	34.973		77.736	
Export	564		Export	2.980		3.544	
Franchigia	3.797		Franchigia	3.809		7.606	
Energia soggetta all'obbligo	186.752	38	Energia soggetta all'obbligo	4031		190.783	63
% di quota rinnovabile da immettere nel 2007: 3,05%	5.696		% di quota rinnovabile da immettere nel 2007: 3,05%	123		5.819	
Numero CV (taglia 50 MWh)	113.920		Numero CV (taglia 50 MWh)	2.459		116.379	

Note:

¹ Dati Terna Statistiche

² Dati Terna Commerciale

Fonte: GSE (2008)

Tab. 3.12 – Energia rinnovabile immessa nel sistema elettrico nel periodo 2002-2007

Anno	Energia soggetta ad obbligo (TWh)	% di obbligo	Anno	Energia da immettere (TWh)	CV da IAFR (TWh)	CV da GSE (TWh)	CV inadempienti (TWh)
2001	161,20	2,00%	2002	3,23	0,89	2,34	-
2002	176,58	2,00%	2003	3,53	1,49	1,98	0,06
2003	195,19	2,00%	2004	3,90	2,89	0,93	0,08
2004	188,11	2,35%	2005	4,42	4,27	0,02	0,13
2005	219,10	2,70%	2006	5,92	5,82	-	0,10
2006	190,80	3,05%	2007*	5,80	-	-	-

* termine modalità di copertura dell'obbligo post marzo 2008

Fonte: GSE (2008)

3.6 L'offerta di Certificati Verdi

Si è visto nei precedenti paragrafi a chi spettano i CV e in quali condizioni. Una volta che l'impianto qualificato IAFR è entrato in esercizio commerciale, il proprietario può richiedere al GSE l'emissione dei CV spettanti. I CV vengono richiesti al GSE in due modi:

- a) *a consuntivo*, ovvero la richiesta avviene l'anno successivo a quello di effettiva produzione di e.e. IAFR;
- b) *a preventivo*, in cui la richiesta di assegnazione dei CV avviene per e.e. IAFR prodotta nello stesso anno o che verrà prodotta l'anno successivo.

Dopo 30 gg dalla richiesta, il GSE emette i CV arrotondando la produzione elettrica al MWh con criterio commerciale (cioè al meglio).

I CV riferiti alla produzione IAFR nell'anno "n" hanno quindi la seguente durata:

a) se richiesti a consuntivo: scadono al termine dell'anno n+2, ma l'offerente ha solo 2 anni di tempo per poterli piazzare sul mercato (l'anno della richiesta a consuntivo e quello successivo);

b) se richiesti a preventivo: scadono sempre al termine dell'anno n+2 (rispetto la data di produzione IAFR), ma il produttore ha 3 anni di tempo per piazzarli sul mercato, ovvero un anno in più rispetto la richiesta a preventivo.

Quando i CV scadono e rimangono invenduti sul libero mercato, vengono ritirati dal GSE e pagati al prezzo di ritiro.

I CV emessi dal GSE in riferimento alla produzione IAFR del 2006 sono stati 121.130, che corrispondono ad un'offerta complessiva di 6.056,5 GWh di e.e. IAFR, in crescita del 38,% rispetto l'anno precedente. L'incremento medio annuo di emissione di CV da parte del GSE a favore dei produttori IAFR è stato di quasi 62% (tab. 3.13).

Tab. 3.13 – Certificati Verdi emessi dal GSE negli anni 2002 – 2006 al netto delle compensazioni e suddivisi per fonte rinnovabile (in numero, taglia dei CV pari a 50 MWh)

Anni	Idrica	Geotermica	Eolica	Biomasse e rifiuti	Solare	Totale
2002	8.605	3.804	3.235	2.764	8	18.416
2003	12.172	9.588	3.581	5.161	16	30.518
2004	29.613	12.485	9.174	9.766	16	61.054
2005	33.858	12.599	25.668	15.284	21	87.430
2006	45.196	16.340	42.484	17.079	31	121.130

Fonte: GSE (2008)

3.7 Il mercato dei Certificati Verdi

Dopo aver analizzato domanda e offerta di CV, ora si cercherà di spiegare, anche se un po' è già stato fatto nei paragrafi precedenti, cosa accade nel mercato dei CV. La maggior parte delle transazioni sul mercato dei CV avviene all'inizio di ogni anno, attorno al periodo in cui i soggetti all'obbligo devono eseguire la comunicazioni previste per legge. Quindi il prezzo medio rilevato nel primo quadrimestre può essere considerato un buon indicatore del prezzo di mercato per la parte restante dell'anno. Come detto in precedenza, le contrattazioni avvengono attraverso la *Piattaforma di Registrazione delle Transazioni Bilaterali dei CV (PBCV)* o mediante il mercato dei CV (<http://www.mercatoelettrico.org>). Entrambe le modalità sono su supporto informatico, consentono di operare via web e possiedono gli stessi prezzi. Sul mercato dei CV, a fronte di 121.130 CV emessi dal GSE in riferimento al 2006, sono transitati circa 10.000 CV per lo stesso periodo; da questo si deduce che gli operatori preferiscono la PBCV per scambiarsi i CV. Prendendo spunto dalle tabelle 3.12 e 3.13, si confronta domanda e offerta di CV e si può vedere come attualmente ci sia una fase di mercato caratterizzata da saturazione della domanda già per l'anno di riferimento 2006 (tab. 3.14).

Tab. 3.14 – Confronto tra domanda e offerta CV (anni 2002 – 2007)

Anno	Domanda e.e. IAFR [TWh]	Offerta e.e. IAFR [TWh]
2002	3,23	0,92
2003	3,53	1,53
2004	3,90	3,05
2005	4,42	4,37
2006	5,92	6,06
2007	5,80	-

Fonte: elaborazione Vicentini su dati GSE

Probabilmente tale situazione andrà peggiorando per la produzione IAFR riferita al 2007 in quanto, di fronte all'aumento di emissione di CV documentato nei paragrafi precedenti, si è verificata un riduzione della quota di e.e. soggetta all'obbligo di immissione. Come si è spiegato in precedenza, l'aumento delle importazioni di e.e. munite di GO ha ridotto la domanda di CV sul mercato italiano. Mentre le emissioni di CV da parte del GSE al produttore IAFR rappresentano effettivamente l'offerta di mercato, in quanto il produttore IAFR dispone di un titolo di produzione che può essere disponibile a vendere, ciò non significa che tale offerta coincida l'effettiva vendita del CV, che come abbiamo visto può anche essere ritardata o anticipata. L'andamento al ribasso del mercato dei CV è confermato anche dalle quotazioni più recenti (tab. 3.15).

Tab. 3.15 - Differenziale (in €/MWh) tra prezzi di mercato dei CV e prezzo di riferimento del GSE

Anno di riferimento dei certificati scambiati	Prezzo medio cumulato sul mercato dei CV (IVA esclusa) (A)	Prezzo di riferimento GSE (IVA esclusa) (B)	Differenza (A-B)
2003	82,40	82,40	0
2004	97,36	97,39	-0,03
2005	108,92	108,92	0
2006	120,37	125,28	-4,91
2007	82,99	112,88	-29,89

Fonte: GME (2008)

Il trend ribassista iniziato durante il 2007 (riferito alla produzione non rinnovabile del 2006) ha fatto sì che per la prima volta le istituzioni deputate alla gestione del mercato elettrico prendessero coscienza di alcune debolezze nel mercato dei CV (tab. 3.16), quali:

- c- la tendenza del mercato a concentrarsi sul lato della domanda di CV. Infatti tra il 2006 e il 2007 si è osservato un aumento dello share di mercato dei primi tre acquirenti di CV (passati dal 51,6% al 76,4%) e una frammentazione sul lato dell'offerta, con uno share dei primi 3 offerenti di CV passato dal 48,3% al 27,2%
- d- le modalità con cui gestire gli eccessi di offerta, ponendo dei vincoli di salvaguardia

Tab. 3.16 - Composizione e quote di mercato della domanda e dell'offerta di CV (in %)

	2006		2007	
	Domanda	Offerta	Domanda	Offerta
Primi 3 operatori	51,6	48,3	76,4	27,2
Primi 10 operatori	99,9	81,3	99,1	54,1
Altri	0,1	18,7	0,9	45,9

Fonte: GME (2008)

Sulla base di quanto avvenuto nel 2007 sono state quindi emanate le disposizioni previste dalla Finanziaria 2008, già illustrate in precedenza e qui riassunte nei tratti più salienti:

- per proteggere gli operatori economicamente più deboli dalla concentrazione della domanda di CV si è quindi introdotta la tariffa incentivante omnicomprensiva per impianti di potenza inferiore al MW elettrico;
- si è introdotto il prezzo di ritiro dei CV, indicando che verranno ritirati soli i CV giunti a scadenza e fino al raggiungimento di un tetto massimo di ritiro
- si è estesa a 15 anni la durata dei diritti assegnati agli impianti IAFR entrati in esercizio dal 1-1-2008;
- si è aumentata la percentuale di incremento annuo dell'e.e. non rinnovabile soggetta all'obbligo, pari al 0,7% annuo dal 2007 al 2012, portando la percentuale di immissione in rete al 7,25% per il 2012;

Confrontando i volumi di e.e. IAFR necessaria per adempiere all'obbligo (5,8 TWh nel 2007) con l'offerta attesa dagli impianti IAFR al 31 dicembre 2007 (14,5 TWh), applicando il 7,25% previsto per il 2012 all'energia soggetta all'obbligo del 2006 da immettere in rete nel 2007, non si riesce a risolvere l'eccesso di offerta. Fare delle previsioni di mercato sul valore futuro dei CV è difficile, in quanto l'andamento del prezzo dei CV dipenderà:

- f) dalla maggiore o minore crescita dei consumi elettrici: maggiore è il consumo elettrico dell'Italia e maggiore è la quantità di e.e. non rinnovabile soggetta all'obbligo di immissione di e.e. IAFR;
- g) dalla possibilità di importare o meno e.e. provvista di GO;
- h) da quanti piccoli produttori, (titolari di impianti a progetto di potenza inferiore al MW al 31-12-2007) richiederanno la tariffa incentivante omnicomprensiva e quindi usciranno dal mercato dei CV;
- i) dalla producibilità degli impianti entrati in esercizio, in quanto spesso il numero di ore annue previste sembra sovrastimato rispetto quanto avviene per fonti analoghe già in esercizio;
- j) da quanti impianti qualificati IAFR a progetto verranno effettivamente realizzati;