

MODALITA' DI VENDITA DELL'ENERGIA RINNOVABILE

Breve riassunto sulle modalità di vendita dell'energia elettrica prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili

a cura di APER

Modalità di vendita dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili

La vendita di energia elettrica è stata liberalizzata con il Decreto 16 aprile 1999, n. 79, con il quale si pongono le basi per un sistema elettrico post-monopolio, nel quale sono liberalizzate le attività di produzione e vendita di energia elettrica, mentre le attività di distribuzione e trasmissione sono poste sotto un regime concessorio. In particolare le modalità di cessione dell'energia elettrica per impianti rinnovabili sono indicate all'art.13 del Decreto Legislativo 29 dicembre 2003, n. 387, laddove si prevedono specifiche modalità di ritiro dell'energia elettrica in ottemperanza alla Direttiva 2001/77/CE del Parlamento Europeo e del Consiglio.

Per quanto attiene nello specifico le fonti rinnovabili, gli aspetti di regolamentazione e tariffazione sono oggetto di Delibere emesse dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas che annovera tra i suoi compiti, così come definiti dalla Legge costitutiva 481/1995, anche quello di provvedere alla determinazione di regimi tariffari specifici per tali fonti.

In generale i gestori di impianti da fonti rinnovabili hanno, nell'ambito della normativa attuale, due modalità di cessione e vendita dell'energia elettrica:

- **Cessione dell'energia elettrica mediante un regime amministrato**
- **Cessione dell'energia elettrica nell'ambito del mercato**

E' prevista per entrambi i casi, a complemento di tutto ciò, la possibilità di autoconsumo dell'energia prodotta, cioè la possibilità per un produttore di energia elettrica che disponga, nell'ambito dello stesso impianto elettrico, anche di un'utenza con un determinato consumo annuo, di destinare l'energia prodotta alle proprie utenze. Ai sensi dell'art. 2 comma 2 del Decreto Legislativo 16 marzo 1999, n.79¹, qualora il produttore destini almeno il 75% dell'energia prodotta all'alimentazione delle proprie utenze di consumo, esso diviene un autoproduttore, disponendo così di una "terza via" per la valorizzazione dell'energia elettrica, il cui valore eguaglia il costo evitato di approvvigionamento elettrico.

Nei paragrafi che seguono si descrivono, nel dettaglio, le due principali forme di cessione di energia.

¹ Art. 2 – Definizioni - Autoproduttore e' la persona fisica o giuridica che produce energia elettrica e la utilizza in misura non inferiore al 70% annuo per uso proprio ovvero per uso delle societa' controllate, della societa' controllante e delle societa' controllate dalla medesima controllante, nonche' per uso dei soci delle societa' cooperative di produzione e distribuzione dell'energia elettrica di cui all'articolo 4, numero 8, della legge 6 dicembre 1962, n. 1643, degli appartenenti ai consorzi o societa' consortili costituiti per la produzione di energia elettrica da fonti energetiche rinnovabili e per gli usi di fornitura autorizzati nei siti industriali anteriormente alla data di entrata in vigore del presente decreto.

Cessione dell'energia elettrica mediante il regime amministrato.

L'Autorità per l'energia elettrica e il gas, con Delibera AEEG 34/05 e successive modifiche ed integrazioni, ha applicato quanto previsto all'interno del Decreto 387/2003, art. 13² commi 3 e 4; nei suddetti commi si crea una distinzione tra gli impianti alimentati da fonti **rinnovabili programmabili di potenza superiore a 10 MVA** e gli impianti di altra natura (cioè gli impianti alimentati da fonti **rinnovabili non programmabili di qualsiasi taglia** oltreché gli impianti alimentati da fonti **rinnovabili programmabili di potenza inferiore a 10 MVA**):

- rinnovabili programmabili di potenza superiore a 10 MVA: **cessione nell'ambito del mercato;**
- rinnovabili non programmabili di qualsiasi taglia e rinnovabili programmabili di potenza inferiore a 10 MVA: **opportunità (facoltà di scelta) di cessione al gestore di rete.**

In pratica mentre gli impianti di grande taglia sono obbligati a cedere l'energia prodotta sul mercato elettrico, gli impianti di taglia inferiore nonché gli impianti non programmabili possono, su richiesta del produttore, cedere l'energia elettrica al gestore di rete cui è collegato l'impianto, nell'ambito di precise convenzioni. La Delibera AEEG 34/05 definisce

² Art. 13 *Questioni riguardanti la partecipazione al mercato elettrico*

1. Fermo restando l'obbligo di utilizzazione prioritaria e il diritto alla precedenza nel dispacciamento, di cui all'articolo 3, comma 3, e all'articolo 11, comma 4, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, l'energia elettrica prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili e' immessa nel sistema elettrico con le modalità indicate ai successivi commi.

2. Per quanto concerne l'energia elettrica prodotta da impianti di potenza uguale o superiore a 10 MVA alimentati da fonti rinnovabili, ad eccezione di quella prodotta dagli impianti alimentati dalle fonti rinnovabili di cui al primo periodo del comma 3 e di quella ceduta al Gestore della rete nell'ambito delle convenzioni in essere stipulate ai sensi dei provvedimenti Cip 12 luglio 1989, n. 15/89, 14 novembre 1990, n. 34/90, 29 aprile 1992, n. 6/92, nonché della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica ed il gas 28 ottobre 1997, n. 108/1997, limitatamente agli impianti nuovi, potenziati o rifatti, come definiti dagli articoli 1 e 4 della medesima deliberazione, essa viene collocata sul mercato elettrico secondo la relativa disciplina e nel rispetto delle regole di dispacciamento definite dal Gestore della rete in attuazione delle disposizioni del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79.

3. Per quanto concerne l'energia elettrica prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza inferiore a 10 MVA, nonché da impianti di potenza qualsiasi alimentati dalle fonti rinnovabili eolica, solare, geotermica, del moto ondoso, maremotrice ed idraulica, limitatamente, per quest'ultima fonte, agli impianti ad acqua fluente, ad eccezione di quella ceduta al Gestore della rete nell'ambito delle convenzioni in essere stipulate ai sensi dei provvedimenti Cip 12 luglio 1989, n. 15/89, 14 novembre 1990, n. 34/90, 29 aprile 1992, n. 6/92, nonché della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica ed il gas 28 ottobre 1997, n. 108/97, limitatamente agli impianti nuovi, potenziati o rifatti, come definiti dagli articoli 1 e 4 della medesima deliberazione, essa e' ritirata, su richiesta del produttore, dal gestore di rete alla quale l'impianto e' collegato. L'Autorità per l'energia elettrica ed il gas determina le modalità per il ritiro dell'energia elettrica di cui al presente comma facendo riferimento a condizioni economiche di mercato.

4. Dopo la scadenza delle convenzioni di cui ai commi 2 e 3, l'energia elettrica prodotta dagli impianti di cui al comma 2 viene ceduta al mercato. Dopo la scadenza di tali convenzioni, l'energia elettrica di cui al comma 3 e' ritirata dal gestore di rete cui l'impianto e' collegato, secondo modalità stabilite dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas, con riferimento a condizioni economiche di mercato.

perciò le modalità attuative della cessione di energia ai gestori di rete e fornisce un modello di Convenzione cui attenersi nella regolamentazione della cessione di energia.

I punti chiave della Delibera AEEG 34/05³ sono i seguenti:

- Il produttore può cedere al gestore di rete cui l'impianto è collegato, **previa richiesta da perfezionarsi con 1 mese di preavviso**, l'energia annualmente prodotta mediante la stipula di una convenzione;
- Oggetto della convenzione è la cessione **dell'intero quantitativo di energia prodotta su base annua**, al netto dei quantitativi eventualmente destinati all'autoconsumo e all'autoproduzione;
- **I prezzi di ritiro dell'energia** sono quelli pubblicati dall'Acquirente Unico, in base all'art. 30 comma 1 lettere a), b) e c) del testo Integrato (Del. 5/04 e sue modifiche ed integrazioni) dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas;
- **Per gli impianti di potenza inferiore a 1 MW** sono previsti prezzi minimi garantiti, scaglionati, rispettivamente per i primi 500.000 kWh annui, i secondi 500.000 kWh annui e il secondo milione di kWh annuo. La produzione eventualmente eccedente i 2 milioni di kWh si valorizza al prezzo di riferimento pubblicato dall'Acquirente Unico;
- L'energia ceduta nell'ambito della convenzione **non è soggetta a oneri di sbilanciamento**, mentre per quanto attiene gli oneri dovuti al corrispettivo di utilizzo della capacità di trasporto, essi sono applicati interamente per gli impianti oltre 5 MW e solo progressivamente per gli impianti compresi tra 1 e 5 MW;

la Delibera 34/05 consente in pratica di instaurare un rapporto con il gestore di rete, cedendo l'energia a prezzi relativamente stabili anche se legati al mercato elettrico (i prezzi dell'Acquirente Unico esprimono la media – suddivisa per le fasce orarie – del costo di acquisto dell'energia elettrica da parte dell'Acquirente Unico, per soddisfare i clienti del mercato vincolato).

Nel seguito si riportano i prezzi di cessione dell'energia, nell'ambito della Delibera 34/05, fatti registrare nel corso dell'anno 2006 (relativamente all'art. 30 comma 1 lettera a) del testo Integrato), suddivisi per fasce orarie.

Sempre per effetto di adeguamenti normativi (nella fattispecie l'entrata in vigore del decreto 24 ottobre 2005) e il ricorso avanzato dall'Autorità e successivamente respinto dal TAR, solo a partire dal 2007 si considerano i prezzi comprensivi delle componenti b) e c) dell'art. 30.1 del testo Integrato dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas.

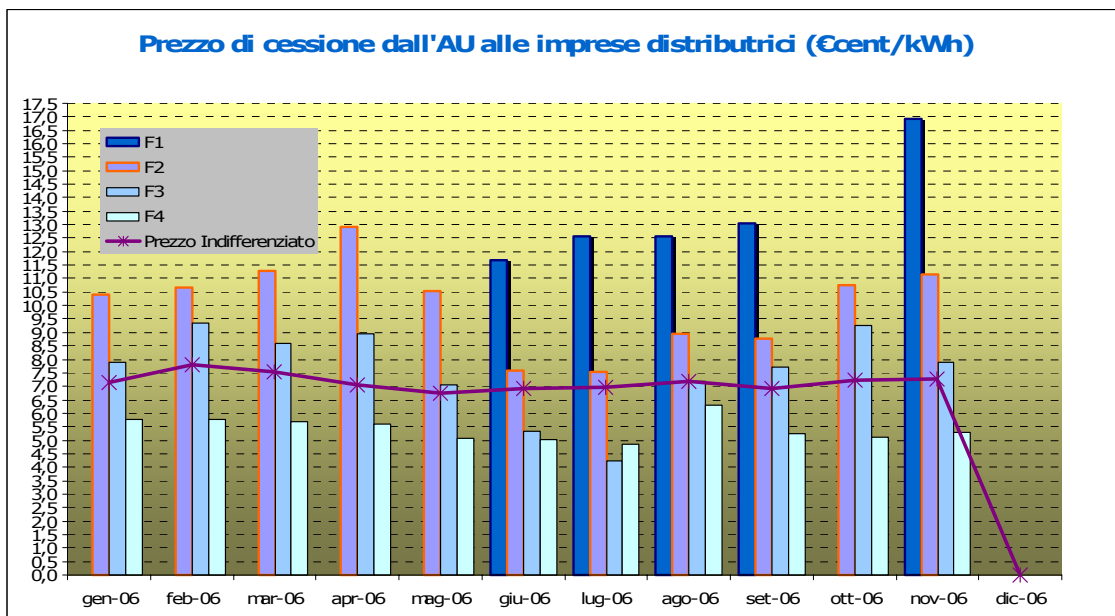
³ <http://www.autorita.energia.it/docs/05/034-05.htm>

Prezzo di cessione dell'energia elettrica alle imprese distributrici per la vendita al mercato vincolato
(Delibera AEEG n.5/04 - comma 30.1 a)) - Valori in €/cent/kWh

	F1	F2	F3	F4
gen-06	0,0000	10,4068	7,8825	5,7772
Prezzo unico indifferenziato	7,1208			
feb-06	0,0000	10,6760	9,3573	5,7940
Prezzo unico indifferenziato	7,7848			
mar-06	0,0000	11,2845	8,6034	5,7080
Prezzo unico indifferenziato	7,5405			
apr-06	0,0000	12,9221	8,9518	5,6083
Prezzo unico indifferenziato	7,0400			
mag-06	0,0000	10,5149	7,0558	5,0564
Prezzo unico indifferenziato	6,7361			
giu-06	11,6861	7,5854	5,3127	5,0085
Prezzo unico indifferenziato	6,9353			
lug-06	12,5575	7,5264	4,2510	4,8556
Prezzo unico indifferenziato	6,9454			
ago-06	12,5617	8,9296	7,1798	6,2922
Prezzo unico indifferenziato	7,1972			
set-06	13,0452	8,7607	7,7093	5,2362
Prezzo unico indifferenziato	6,9366			
ott-06	0,0000	10,7610	9,2632	5,1282
Prezzo unico indifferenziato	7,2306			
nov-06	16,9150	11,1387	7,8772	5,2844
Prezzo unico indifferenziato	7,2757			
dic-06	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Prezzo unico indifferenziato	n.d.			

Elaborazione APER su dati AU - Aggiornamento dicembre 2006 (mancano i dati consolidati di dicembre)

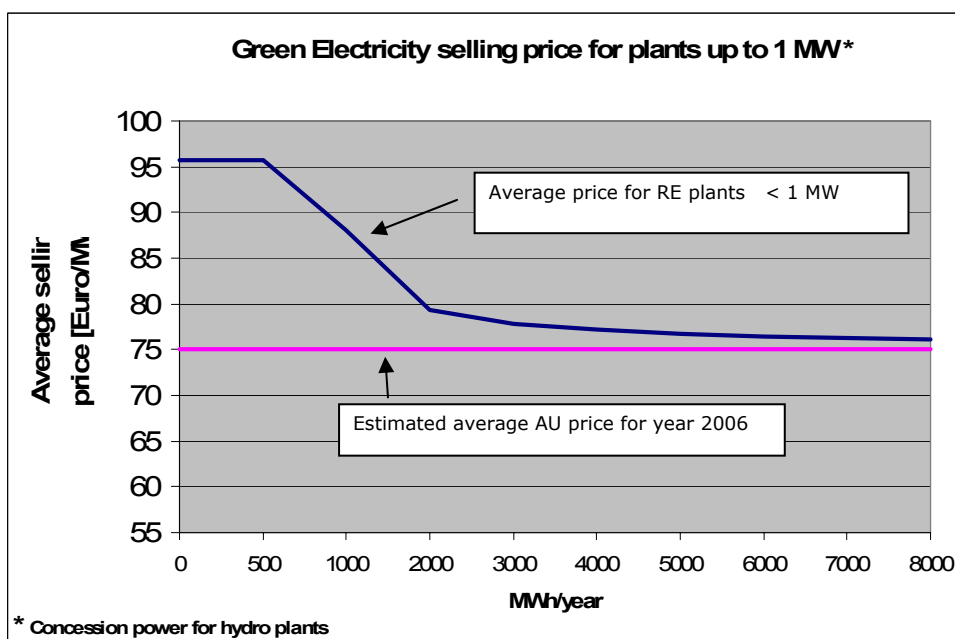
Segue grafico con andamento dei prezzi pubblicati dall'AU per l'anno 2006, relativo alla soprastante tabella.



Elaborazione APER su dati AU

I prezzi minimi garantiti, riconosciuti nel corso dell'anno 2006 ai produttori con impianti di taglia inferiore a 1 MW, sono stati invece i seguenti:

- fino a 500.000 kWh annui, 95,65 €/MWh;
- da oltre 500.000 kWh fino a 1.000.000 kWh annui, 80,54 €/MWh;
- da oltre 1.000.000 kWh fino a 2.000.000 kWh annui, 70,48 €/MWh.



Elaborazione APER su dati AEEG

Gli scaglioni di prezzo originano, per ogni quantitativo di produzione annua, un prezzo medio che va confrontato con il prezzo di mercato: il produttore deciderà se cedere al mercato o nell'ambito del regime amministrato in funzione del quantitativo di energia prodotto.

Cessione di energia elettrica nell'ambito del mercato

Il produttore di energia da fonti rinnovabili può decidere alternativamente di cedere l'energia nell'ambito del libero mercato; le modalità operative di vendita sono due:

- Cessione a grossisti mediante contratti bilaterali;
- Cessione mediante il sistema della borsa elettrica.

La cessione dell'energia mediante accordi bilaterali è una transazione di energia che segue la via degli accordi privatistici, viene perciò regolamentata da un accordo tra le parti, mediante il quale si regola, tra gli altri:

1. l'oggetto del contratto;
2. le modalità di cessione dell'energia;
3. il prezzo dell'energia;
4. le garanzie contrattuali ricorrenti fra le parti;
5. la modalità di contabilizzazione dell'energia (misura);
6. le modifiche del contratto;
7. Le variazioni introdotte a seguito del cambio della normativa;

Le parti si **accordano perciò su un riconoscimento del valore dell'energia** (che può essere articolato sulle fasce orarie o indifferenziato tra le fasce orarie) e che può riflettere il prezzo di borsa, con una riduzione percentuale calcolata sullo stesso.

Per quanto attiene invece l'accesso alla borsa, benché sia scarsa la partecipazione diretta di operatori da fonti rinnovabili, gli stessi hanno l'opportunità di cedere l'energia in borsa al valore del PUN (Prezzo Unico Nazionale) o del Prezzo Zonale che si determina in occasione della separazione in zone del mercato elettrico che si verifica nel caso di congestioni sulla rete elettrica nazionale.

Per quanto riguarda, a titolo esemplificativo, l'ultimo mese del 2006, si riporta il report mensile del GME da cui si evince quanto segue:

DICEMBRE 2006

- Il prezzo medio di acquisto dell'energia nella borsa elettrica è stato pari a 76,28 €/MWh,
- con un aumento di 10,69 €/MWh rispetto allo stesso mese del 2005 (+16,3%).
- I volumi di energia elettrica scambiati in borsa sono stati pari a 17,3 milioni di MWh, in
- flessione del 9,7% rispetto a Dicembre 2005.
- La liquidità media del mercato si è attestata al 61,2%.
- Il prezzo medio di vendita più basso si è registrato nella zona Nord con 74,59 €/MWh
- quello più alto in Sicilia con 85,69 €/MWh.

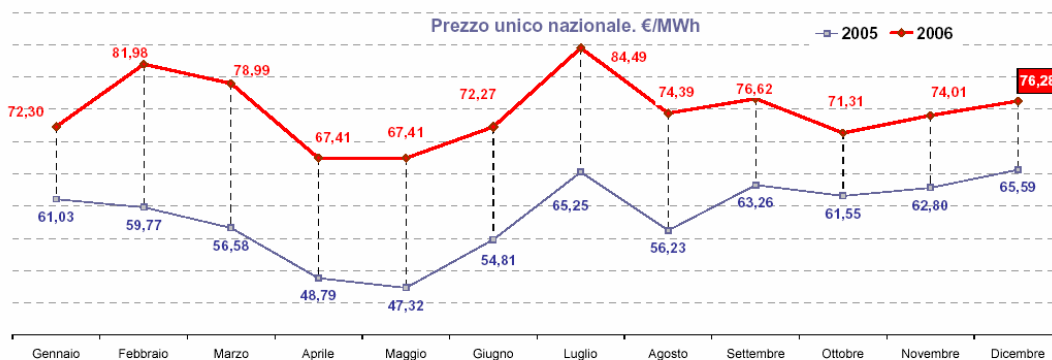
Il valore delle transazioni è stato pari a 1,4 miliardi di euro con un aumento del 5,3%

rispetto a Dicembre dello scorso anno.

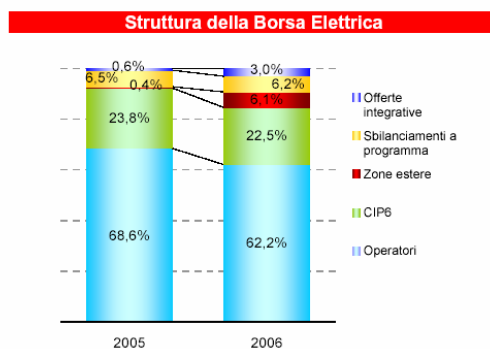


Mercato del Giorno Prima Dicembre 2006

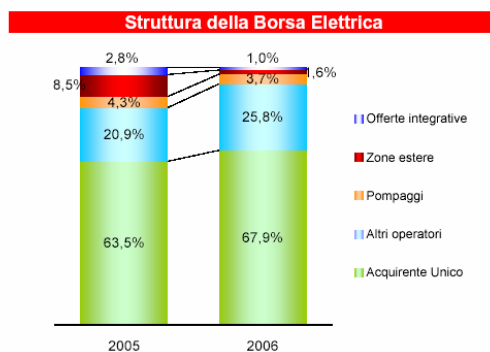
	Prezzo medio di acquisto				Volumi medi orari				Liquidità	
	Dicembre		Gennaio - Dicembre		Borsa		Sistema Italia		Dicembre	
	€/MWh	Variazione	€/MWh	Variazione	MWh	Variazione	MWh	Variazione	2006	2005
Totale	76,28	16,3%	74,75	27,6%	23.231	-9,7%	37.980	-3,8%	61,2%	65,1%
<i>Giorno lavorativo</i>	84,39	16,0%	81,43	25,3%	24.947	-10,3%	41.746	-2,6%	59,8%	64,8%
<i>ore di picco</i>	113,65	15,5%	108,73	23,8%	28.813	-9,2%	47.449	-1,0%	60,7%	66,2%
<i>ore fuori picco</i>	55,13	17,2%	54,12	28,4%	21.081	-11,7%	36.043	-4,7%	58,5%	63,2%
<i>Giorno festivo</i>	65,04	23,6%	60,25	35,9%	20.856	-5,0%	32.765	-1,7%	63,7%	65,8%
<i>Minimo orario</i>	31,66		15,06		14.712		24.707		53,9%	56,6%
<i>Massimo orario</i>	199,02		378,47		34.355		54.095		70,7%	74,9%



Offerta di energia elettrica			
	MWh	Variazione	Struttura
Operatori	10.743.892	-18,1%	38,0%
CIP6	3.889.440	-14,7%	13,8%
Zone estere	1.053.467	1171,5%	3,7%
Sbilanciamenti a programma	1.074.658	-13,8%	3,8%
Offerte integrative	522.639	323,9%	1,8%
Borsa	17.284.096	-9,7%	61,2%
Bilaterali esteri	3.762.441	-15,1%	13,3%
Bilaterali nazionali	8.285.153	17,4%	29,3%
<i>Sbilanciamenti a programma</i>	<i>-1.074.658</i>		<i>-3,8%</i>
Fuori borsa (Contratti bilaterali)	10.972.936	7,1%	38,8%
Totale	28.257.032	-3,8%	100,0%



Domanda di energia elettrica			
	MWh	Variazione	Struttura
Acquirente Unico	11.730.971	-3,4%	41,5%
Altri operatori	4.462.848	11,7%	15,8%
Pompaggi	641.052	-22,2%	2,3%
Zone estere	272.458	-83,3%	1,0%
Offerte integrative	176.766	-66,9%	0,6%
Borsa	17.284.096	-9,7%	61,2%
Bilaterali esteri	98.805	-70,0%	0,3%
Bilaterali nazionali AU	1.819.093	-24,4%	6,4%
Bilaterali nazionali altri operatori	9.055.038	20,6%	32,0%
Fuori borsa (Contratti bilaterali)	10.972.936	7,1%	38,8%
Totale	28.257.032	-3,8%	100,0%



Fonte: GME