



**Guida agli incentivi
per la produzione di energia elettrica
da fonti rinnovabili**



Guida agli incentivi per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili

Maggio 2010

INDICE

INTRODUZIONE	4
1 LE FONTI RINNOVABILI	5
2 UNO SGUARDO D'INSIEME	8
3 I MECCANISMI DI INCENTIVAZIONE	11
3.1 Il meccanismo dei certificati verdi	11
3.1.1 Il sistema delle quote obbligate	11
3.1.2 I certificati verdi	12
3.2 Il meccanismo delle tariffe onnicomprensive	17
3.3 Cumulabilità degli incentivi	19
3.4 Categorie di intervento ed energia incentivata	20
4 IL RICONOSCIMENTO DEGLI INCENTIVI	29
4.1 La qualifica degli impianti	29
4.2 Il rilascio degli incentivi	33
4.2.1 Certificati Verdi	33
4.2.2 Tariffe onnicomprensive	35
5 LA REMUNERAZIONE DELL'ENERGIA IMMESSA IN RETE	38
5.1 Ritiro dedicato	38
5.2 Scambio sul posto	39
6 LE VERIFICHE SUGLI IMPIANTI A FONTI RINNOVABILI	42
7 LA CONNESSIONE ALLA RETE E LA MISURA DELL'ENERGIA	43
7.1 La connessione dell'impianto alla rete elettrica	43
7.2 La misura dell'energia	46
7.2.1 La misura dell'energia immessa e prelevata	46
7.2.2 La misura dell'energia prodotta	48
8 L'ITER AUTORIZZATIVO	50

9	GLI IMPIANTI A FONTI RINNOVABILI.....	54
9.1	Impianti idroelettrici	54
9.2	Impianti eolici.....	56
9.3	Impianti geotermoelettrici.....	58
9.4	Impianti a biogas	60
9.5	Impianti a biomasse	62
9.6	Impianti a maree, moto ondoso, correnti marine.....	64
10	PRINCIPALI RIFERIMENTI NORMATIVI.....	66
11	GLOSSARIO	70

INTRODUZIONE

Il documento costituisce una guida di carattere informativo sulle principali disposizioni nazionali in materia di incentivazione delle fonti rinnovabili per la produzione di energia elettrica.

E' esclusa da questo documento la descrizione del meccanismo del Conto Energia per gli impianti fotovoltaici, attualmente regolato dal D.M. 19/2/2007¹, e la descrizione del meccanismo del Conto Energia per gli impianti solari termodinamici, attualmente regolato dal D.M. 11/4/2008.

Si segnala infine che, sebbene in questa guida venga trattato il sistema dei certificati verdi, non vi sono contenute informazioni sull'attribuzione dei suddetti titoli all'energia termica prodotta dagli impianti di cogenerazione abbinati al teleriscaldamento².

I contenuti della guida hanno carattere informativo e non sostituiscono in alcun modo le norme e le deliberazioni vigenti.



¹ Per quanto riguarda questo argomento si rimanda al documento *"Il Conto Energia"*, reperibile sul sito web del Gestore dei Servizi Energetici (GSE): www.gse.it.

² Per quanto riguarda questo argomento si rimanda al documento *"Impianti di cogenerazione"*, reperibile sul sito web del GSE.

1 LE FONTI RINNOVABILI

Il D.Lgs. 29/12/2003 n. 387, recependo la Direttiva comunitaria del Parlamento Europeo e del Consiglio 2001/77/CE, ha stabilito che per fonti rinnovabili debbano intendersi esclusivamente le seguenti: *“eolica, solare, geotermica, del moto ondoso, maremotrice, idraulica, biomasse, gas di discarica, gas residuati dai processi di depurazione e biogas. In particolare, per biomasse si intende: la parte biodegradabile dei prodotti, rifiuti e residui provenienti dall'agricoltura (comprendente sostanze vegetali e animali) e dalla silvicoltura e dalle industrie connesse, nonché la parte biodegradabile dei rifiuti industriali e urbani”*.³

Secondo la precedente definizione del D.Lgs. 16/3/1999 n. 79, erano invece considerate fonti rinnovabili *“il sole, il vento, le risorse idriche, le risorse geotermiche, le maree, il moto ondoso e la trasformazione in energia elettrica dei prodotti vegetali o dei rifiuti organici e inorganici”*.

Nella nuova definizione adottata scompaiono dunque i *“rifiuti inorganici”*. Tuttavia l'articolo 17 (commi 1 e 3) del D.Lgs. 387/2003 stabiliva che, pur nel rispetto della gerarchia di trattamento sancita dal D.Lgs. 5/2/1997 n. 22 che dava priorità al recupero di materia rispetto al recupero di energia, alcuni rifiuti, anche non biodegradabili, erano ammessi a beneficiare del regime di promozione riservato alle fonti rinnovabili. I rifiuti ammessi erano quelli non pericolosi sottoposti alle procedure semplificate di recupero, individuati dal D.M. 5/2/1998 (poi modificato dal D.M. 5/4/2006 n. 186) e quelli ulteriori individuati dal successivo D.M. 5/5/2006. Erano invece esplicitamente esclusi dal regime riservato alle rinnovabili: le fonti assimilate, i beni, i prodotti e le sostanze derivanti da processi il cui scopo primario fosse la produzione di vettori energetici o di energia, i prodotti energetici

³ Il 5/6/2009 è stata pubblicata la Direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE.

L'art. 2 di tale direttiva reca le seguenti definizioni: *“Energia da fonti rinnovabili: energia proveniente da fonti rinnovabili non fossili, vale a dire energia eolica, solare, aerotermica, geotermica, idrotermica e oceanica, idraulica, biomassa, gas di discarica, gas residuati dai processi di depurazione e biogas. Biomassa: la frazione biodegradabile dei prodotti, rifiuti e residui di origine biologica provenienti dall'agricoltura (comprendente sostanze vegetali e animali), dalla silvicoltura e dalle industrie connesse, comprese la pesca e l'acquacoltura, nonché la parte biodegradabile dei rifiuti industriali e urbani.”*

La direttiva 2009/28/CE dovrà essere recepita entro il 5/12/2010.

non conformi ai requisiti definiti nel D.P.C.M. 8/3/2002 disciplinante le caratteristiche merceologiche dei combustibili⁴.

La Legge Finanziaria 2007 (L. 27/12/2006 n. 296) ha modificato le precedenti disposizioni escludendo i rifiuti non biodegradabili dal beneficio degli incentivi riservati alle fonti rinnovabili (i commi 1 e 3 dell'art. 17 del D.Lgs. 387/2003 sono stati abrogati). Ai sensi del comma 1117 della L. 296/2006, dall'1/1/2007 *“i finanziamenti e gli incentivi pubblici di competenza statale finalizzati alla promozione delle fonti rinnovabili per la produzione di energia elettrica sono concedibili esclusivamente per la produzione di energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili, così come definite dall'articolo 2 della Direttiva 2001/77/CE”*.

Per quanto riguarda i rifiuti dunque, a seguito dell'entrata in vigore della L. 296/2006, oggi, fatti salvi eventuali diritti acquisiti, possono essere incentivati solo i rifiuti totalmente biodegradabili, che in quanto tali, indipendentemente dalla loro corretta classificazione secondo la disciplina dei rifiuti (D.Lgs. 152/2006, parte IV), dal punto di vista della Direttiva 2001/77/CE⁵ sono da includere tra le biomasse. Al riguardo, trattandosi di ambiti di applicazione differenti, occorre tenere presente che il termine “biomassa” ha un'estensione diversa a seconda che lo si usi dal punto di vista dell'incentivazione delle fonti rinnovabili oppure dal punto di vista della disciplina dei combustibili, nel cui ambito rientrano ad esempio le *“biomasse combustibili”* (D.Lgs. 152/2006, parte V, allegato X, parte 2, sezione 4). Naturalmente, sebbene da un punto di vista di accessibilità agli incentivi l'inquadramento ambientale (combustibile, materia seconda, sottoprodotto o rifiuto) possa non essere necessariamente rilevante, da un punto di vista autorizzativo invece essa è generalmente determinante.

Nel caso di impianti ibridi, alimentati sia da una fonte rinnovabile sia da una fonte non rinnovabile, l'incentivazione è limitata alla sola quota di energia elettrica prodotta attribuibile alla fonte rinnovabile. Analogamente, nel caso di impianti alimentati a rifiuti non completamente biodegradabili, l'incentivo è limitato alla sola quota di energia elettrica prodotta imputabile alla frazione biodegradabile.

⁴ D.Lgs. 22/1997 e D.P.C.M. 8/3/2002 sono poi confluiti nel testo unico sull'ambiente D.Lgs. 3/4/2006 n. 152.

⁵ Anche dal punto di vista della Direttiva 2009/28/CE.

La Legge Finanziaria 2008 (L. 24/12/2007 n. 244) prevede l'emanazione di un decreto del Ministro dello Sviluppo Economico di concerto con il Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, che definisca le modalità di calcolo della quota di produzione di energia elettrica imputabile alle fonti energetiche rinnovabili, realizzata in impianti che impiegano anche fonti energetiche non rinnovabili.

In attesa dell'emanazione del suddetto decreto, sia per gli impianti ibridi che per gli impianti alimentati da rifiuti non completamente biodegradabili, si applicano le modalità di calcolo indicate nella *“Procedura di qualificazione degli impianti alimentati a fonti rinnovabili”* predisposta dal Gestore dei Servizi Energetici (GSE) e approvata dai medesimi Ministeri con D.M. 21/12/2007. Si assume inoltre, nelle more di ulteriori aggiornamenti normativi, che la quota di produzione di energia elettrica imputabile a fonti rinnovabili, riconosciuta ai fini dell'accesso ai meccanismi incentivanti, sia pari al 51% della produzione complessiva, per tutta la durata degli incentivi, nel caso di impianti che utilizzino solamente rifiuti urbani a valle della raccolta differenziata o combustibile da rifiuti, conforme all'art. 183 del D.Lgs. 152/2006, prodotto esclusivamente da rifiuti urbani.



2 UNO SGUARDO D'INSIEME

In questo capitolo viene fornita una panoramica sintetica dei principali strumenti normativi esistenti in Italia per promuovere la generazione elettrica da fonti rinnovabili. I concetti qui solo tratteggiati vengono poi ripresi e approfonditi nei capitoli successivi.

Il D.Lgs. 79/1999 ha introdotto il meccanismo dei certificati verdi (CV) per l'incentivazione della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili. Prima della Legge Finanziaria 2008 i certificati verdi erano titoli attribuiti in misura proporzionale all'energia prodotta, indistintamente per le diverse fonti, per un periodo di dodici anni⁶. Il ricavo derivante dalla loro vendita, in un mercato garantito da un certo livello di domanda obbligata, rappresenta l'incentivo alla produzione di energia da fonti rinnovabili. Separatamente dalla vendita dei certificati verdi, la valorizzazione dell'energia immessa in rete fornisce la seconda voce di ricavo per gli impianti alimentati da fonti rinnovabili e l'unica al termine del periodo di incentivazione.

Tabella 2.1 - Voci di ricavo per gli impianti a fonti rinnovabili entrati in esercizio entro il 31/12/2007⁷

Periodo di esercizio	Incentivo	Valorizzazione energia
Primi 12 anni	Vendita CV attribuiti all'energia prodotta (indistintamente per le diverse fonti)	Autoconsumo e Libero mercato <i>oppure</i> Ritiro dedicato ¹ <i>oppure</i> Scambio sul posto ²
Dopo	-	

1. Di potenza non superiore a 10 MVA o di potenza qualsiasi nel caso di fonti rinnovabili non programmabili.
2. Di potenza non superiore a 20 kW.

La Legge Finanziaria 2008 ha apportato delle modifiche sostanziali allo schema descritto, a beneficio degli impianti entrati in esercizio successivamente al 31/12/2007.

⁶ In origine i certificati verdi venivano rilasciati per otto anni. Il D.Lgs. 152/2006 ha prolungato il periodo a dodici anni.

⁷ Il medesimo schema si applica - in alternativa al Conto Energia - anche agli impianti fotovoltaici che, pur non essendo entrati in esercizio entro il 31/12/2007, entro tale data abbiano avviato l'iter autorizzativo.

Le principali novità riguardanti il sistema dei certificati verdi sono due: il periodo di incentivazione sale a quindici anni e il numero dei certificati verdi attribuiti all'energia prodotta viene differenziato a seconda della fonte rinnovabile.

Accanto a questa revisione, a beneficio esclusivo degli impianti più piccoli viene introdotto un nuovo schema di incentivazione, cui è possibile aderire in alternativa al sistema dei certificati verdi. A tali impianti è concessa la facoltà di optare per delle tariffe di ritiro dell'energia immessa in rete, differenziate per fonte, anch'esse riconosciute per un periodo di quindici anni. Tali tariffe sono denominate "onnicomprensive" poiché includono sia la componente incentivante sia la componente di vendita dell'energia elettrica.

Tabella 2.2 - Voci di ricavo per gli impianti a fonti rinnovabili, diverse dalla fonte solare, entrati in esercizio dopo il 31/12/2007

Periodo di esercizio	A) Qualsiasi taglia di potenza		B) Solo per gli impianti più piccoli (in alternativa allo schema A)	
	Incentivo	Valorizzazione energia	Incentivo	Valorizzazione energia
Primi 15 anni	Vendita CV attribuiti all'energia prodotta (in misura distinta per le diverse fonti)	Autoconsumo e Libero mercato oppure Ritiro dedicato ² oppure Scambio sul posto ³	Tariffe onnicomprensive di ritiro dell'energia immessa in rete (distinte per le diverse fonti)	
Dopo	-		-	Autoconsumo e Libero mercato oppure Ritiro dedicato oppure Scambio sul posto ³

1. Di potenza non superiore a 1 MW (200 kW per gli impianti eolici on-shore).

2. Di potenza non superiore a 10 MVA o di potenza qualsiasi nel caso di fonti rinnovabili non programmabili.

3. Di potenza non superiore a 200 kW.

Allo schema sopra delineato (certificati verdi o tariffa onnicomprensive) non sono ammessi gli impianti alimentati dalla fonte solare, per i quali è previsto un meccanismo di incentivazione ad hoc, il Conto Energia. Tale sistema consiste nella erogazione di tariffe incentivanti sulla base dell'energia prodotta, per un periodo di venti anni nel caso degli impianti fotovoltaici e di venticinque anni nel caso degli impianti solari termodinamici. Oltre alle suddette tariffe gli impianti possono contare su una seconda voce di ricavo, costituita dalla valorizzazione dell'energia immessa in rete o autoconsumata.

Tabella 2.3 – Voci di ricavo per gli impianti solari

Periodo di esercizio	Incentivo	Valorizzazione energia
Primi N ¹ anni	Tariffe del conto energia attribuite all'energia prodotta	Autoconsumo e Libero mercato <i>oppure</i> Ritiro dedicato <i>oppure</i> Scambio sul posto ²
Dopo	-	

1. N = 20 per impianti fotovoltaici; N = 25 per impianti solari termodinamici.
2. Di potenza non superiore a 20 kW se entrati in esercizio entro il 31/12/2007; di potenza non superiore a 200 kW se entrati in esercizio dopo il 31/12/2007.



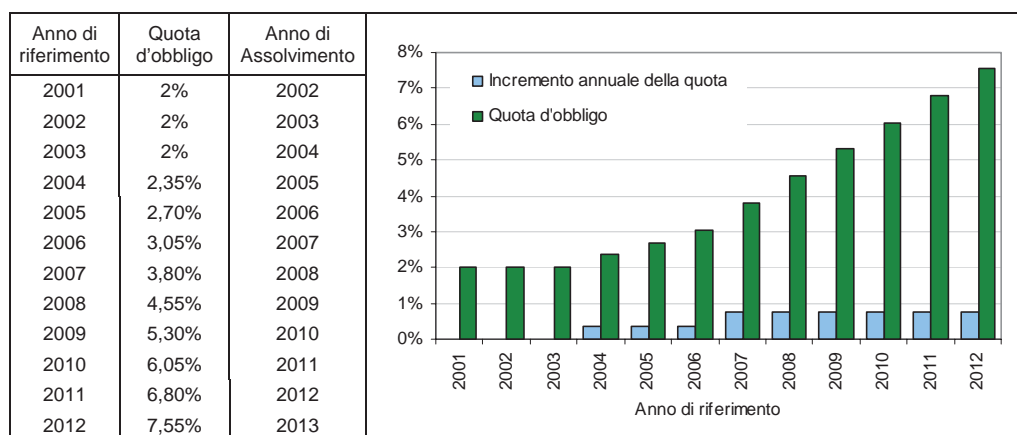
3 I MECCANISMI DI INCENTIVAZIONE

3.1 Il meccanismo dei certificati verdi

3.1.1 Il sistema delle quote obbligate

L'art. 11 del D.Lgs. 79/1999 ha introdotto l'obbligo, a carico dei produttori e degli importatori di energia elettrica prodotta da fonti non rinnovabili, di immettere nel sistema elettrico nazionale, a decorrere dal 2002, una quota minima di energia elettrica prodotta da impianti alimentati a fonti rinnovabili entrati in esercizio dopo l'1/4/1999.

Tabella 3.1 - Incremento annuale della "quota d'obbligo" introdotta dal D.Lgs. 79/1999



La quota percentuale è calcolata sulla base delle produzioni e delle importazioni⁸ da fonti non rinnovabili dell'anno precedente, decurtate dell'energia elettrica prodotta in cogenerazione ai sensi della delibera AEEG⁹ 42/2002 e successive modifiche e integrazioni, degli autoconsumi di centrale e delle esportazioni, con una franchigia di 100 GWh per ciascun operatore. Tale quota inizialmente era fissata al 2%; il D.Lgs. 387/2003 ha stabilito un progressivo incremento annuale di 0,35 punti percentuali nel triennio 2004-

⁸ Gli importatori di energia elettrica possono richiedere l'esenzione dall'obbligo per la parte di energia prodotta da fonti rinnovabili e certificata come tale. In caso di importazione da Stati membri dell'Unione europea, l'energia rinnovabile deve essere certificata attraverso la Garanzia di Origine introdotta dalla Direttiva 2001/77/CE e recepita dal D.Lgs. 387/03. In caso di importazione da Paese terzi, l'esenzione è subordinata alla stipula di un accordo tra il Ministero dello Sviluppo Economico, il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e i competenti Ministeri del Paese terzo.

⁹ Autorità per l'energia elettrica e il gas.

2006. La Legge Finanziaria 2008 ha elevato l'incremento annuale a 0,75 punti percentuali per il periodo 2007-2012; successivi decreti ministeriali potranno stabilire ulteriori incrementi per gli anni successivi al 2012. Nella tabella 3.1 è illustrato l'incremento nel tempo della quota d'obbligo.

I soggetti sottoposti all'obbligo possono adempiervi immettendo in rete energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili oppure acquistando da altri produttori titoli, chiamati certificati verdi (CV), comprovanti la produzione dell'equivalente quota. I certificati verdi sono lo strumento con il quale tali soggetti devono dimostrare di avere adempiuto al proprio obbligo e quindi costituiscono l'incentivo alla produzione da fonte rinnovabile. Si crea infatti un mercato, in cui la domanda è data dai soggetti sottoposti all'obbligo e l'offerta è costituita dai produttori di energia elettrica con impianti aventi diritto ai certificati verdi.

3.1.2 I certificati verdi

Taglia

I certificati verdi sono titoli comprovanti la produzione di una certa quantità di energia da fonti rinnovabili. La loro taglia, inizialmente fissata in 100 MWh, è stata progressivamente abbassata dalla normativa: prima a 50 MWh dalla L. 23/8/2004 n. 239 e infine a 1 MWh dalla Legge Finanziaria 2008. Dal primo gennaio 2009, dunque, il numero di CV che un soggetto obbligato deve possedere per dimostrare di aver adempiuto all'obbligo introdotto dal D.Lgs. 79/1999, è uguale al proprio obbligo espresso in MWh.

Modalità di calcolo

I CV vengono rilasciati in funzione dell'energia netta prodotta dall'impianto (E_A), che è l'energia lorda misurata ai morsetti dei gruppi di generazione, diminuita dell'energia elettrica assorbita dai servizi ausiliari, delle perdite nei trasformatori e delle perdite di linea fino al punto di consegna dell'energia elettrica alla rete con obbligo di connessione di terzi. L'energia netta prodotta tuttavia non costituisce sempre direttamente il termine di riferimento per il calcolo del numero di certificati verdi spettanti.

Esistono diversi tipi di interventi impiantistici (nuova costruzione, riattivazione, potenziamento, rifacimento totale o parziale) che danno diritto a ottenere l'incentivazione di

tutta o parte dell'energia elettrica prodotta. Come meglio illustrato al paragrafo 3.4, a ogni categoria di intervento corrisponde una diversa formula che lega l'energia riconosciuta come incentivabile E_I all'energia netta prodotta E_A (ad esempio, nel caso di interventi di nuova costruzione tutta l'energia netta prodotta è incentivabile, mentre nel caso dei potenziamenti generalmente è incentivabile solo l'incremento di produzione).

In base a quanto previsto dalla normativa antecedente la Legge Finanziaria 2008, l'energia corrispondente al numero di certificati verdi riconosciuti (E_{CV})¹⁰ coincide esattamente con l'energia riconosciuta come incentivabile (E_I), la quale, come detto, dipende dall'energia netta prodotta (E_A) in modo differente a seconda dell'intervento realizzato.

Riassumendo, per gli impianti entrati in esercizio¹¹ entro il 31/12/2007, per tutto il periodo di incentivazione (12 anni) si ha:

$$E_{CV} = E_I \quad \text{essendo } E_I \text{ funzione della categoria di intervento e di } E_A$$

La Legge Finanziaria 2008 e il suo collegato fiscale (Legge 29/11/2007 n. 222) hanno introdotto un nuovo principio, a beneficio degli impianti entrati in esercizio successivamente al 31/12/2007, consistente nel differenziare l'entità dell'incentivazione in base alla fonte rinnovabile. Il numero di certificati verdi riconosciuti dipende, oltre che dal tipo di intervento realizzato e dall'energia netta prodotta, anche dal tipo di fonte rinnovabile che alimenta l'impianto. I CV sono attribuiti moltiplicando l'energia riconosciuta come incentivabile (E_I) per un coefficiente K , il cui valore è differenziato in base alla fonte rinnovabile utilizzata, così come indicato in tabella 3.2.

Sinteticamente, per gli impianti entrati in esercizio dopo il 31/12/2007, per tutto il periodo di incentivazione (15 anni) si ha:

$$E_{CV} = K \times E_I \quad \text{essendo } E_I \text{ funzione della categoria di intervento e di } E_A$$

¹⁰ Poiché 1 CV ha taglia di 1 MWh, E_{CV} , energia corrispondente al numero di certificati verdi riconosciuti, è data dalla seguente relazione: $E_{CV} = \text{Numero CV} \times 1 \text{ MWh}$.

¹¹ La data di entrata in esercizio di un impianto è la data in cui si effettua il primo funzionamento dell'impianto in parallelo con il sistema elettrico, anche a seguito di potenziamento, rifacimento totale o parziale o riattivazione. Nel caso di un impianto esistente che abbia funzionato in isola e che si connetta poi alla rete, la data di entrata in esercizio è quella della prima produzione di energia elettrica dell'impianto funzionante in isola.

Tabella 3.2 - Coefficienti moltiplicativi per il calcolo del numero di CV (tabella estratta dalla Tabella 2 allegata alla Legge Finanziaria 2008, così come modificata dalla Legge 23/7/2009 n. 99).

Numerazione L. 244/2007	Fonte	Coefficiente K
1	Eolica on-shore	1,00
1-bis	Eolica off-shore	1,50
3	Geotermica	0,90
4	Moto ondoso e maremotrice	1,80
5	Idraulica	1,00
6	Rifiuti biodegradabili, biomasse diverse da quelle di cui al punto successivo	1,30
7	Biomasse e biogas derivanti da prodotti agricoli, di allevamento e forestali, ottenuti nell'ambito di intese di filiera, contratti quadro, o filiere corte	1,80
8	Gas di discarica e gas residuati dai processi di depurazione e Biogas diversi da quelli del punto precedente	0,80

Il D.M. 2/3/2010 del Ministro delle Politiche Agricole Alimentari e Forestali, di concerto con il Ministro dello Sviluppo Economico, ha disciplinato le modalità per l'applicabilità del coefficiente moltiplicativo 1,80 per le fonti indicate nella riga 7 della tabella 3.2.

Le biomasse e i biogas che possono accedere a tale coefficiente devono essere costituite esclusivamente dalla parte biodegradabile dei prodotti, rifiuti e residui provenienti dall'agricoltura, comprendente sostanze vegetali e animali, e dalla silvicoltura e dalle industrie connesse. Le suddette biomasse devono inoltre rientrare in una delle due seguenti tipologie:

- *biomassa da intese di filiera*, cioè biomasse prodotte nell'ambito di intese di filiera o contratti quadro di cui agli articoli 9 e 10 del D.Lgs. 27/7/2005 n. 102;
- *biomassa da filiera corta*, cioè biomassa prodotte entro il raggio di 70 km dall'impianto di produzione dell'energia elettrica¹².

Periodo di riconoscimento e periodo di validità

Il periodo di riconoscimento dei certificati verdi, inizialmente fissato in otto anni, è stato in un primo tempo elevato a dodici anni dal D.Lgs. 3/4/2006 n. 152; la Legge Finanziaria

¹² La lunghezza del predetto raggio è misurata come la distanza in linea d'aria che intercorre tra l'impianto di produzione dell'energia elettrica e i confini amministrativi del Comune in cui ricade il luogo di produzione della biomassa.

2008 ha peraltro chiarito che tale prolungamento si applica a tutti gli impianti alimentati da fonti rinnovabili entrati in esercizio dopo l'1/4/1999 ed entro il 31/12/2007. La medesima legge ha altresì disposto che l'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili in impianti entrati in esercizio in data successiva al 31/12/2007 possa godere dei CV per un periodo di quindici anni.

I certificati verdi hanno validità triennale: quelli rilasciati per la produzione di energia elettrica in un dato anno (anno di riferimento dei CV) possono essere usati per ottemperare all'obbligo introdotto dall'art. 11 del D.Lgs. 79/1999 relativo anche ai successivi due anni.

Prezzo

La valorizzazione economica dei certificati verdi costituisce l'incentivo alla produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili.

Definito P_{CV} il prezzo dei CV venduti, espresso in €/MWh, il valore dell'incentivazione, I_{CV} , espresso in €, è dato dalla seguente relazione:

$$I_{CV} = P_{CV} \times E_{CV}.$$

Il valore dell'incentivo, cioè il prezzo dei certificati verdi, si forma in base alla legge della domanda e dell'offerta. Le transazioni dei CV possono avvenire sul mercato organizzato dal Gestore dei Mercati Energetici (GME) o mediante contratti bilaterali. Il GME registra, oltre alle transazioni dei certificati che avvengono sul mercato, anche le transazioni bilaterali¹³.

Sia per fornire agli operatori indicazioni utili ai fini della valutazione del possibile prezzo di collocamento dei loro certificati verdi sia per coprire una domanda inizialmente superiore all'offerta, il D.Lgs. 79/1999 ha assegnato al GSE il compito di offrire, sul mercato organizzato dal GME, certificati verdi relativi all'energia prodotta dagli impianti CIP 6/1992, alimentati a fonti rinnovabili, entrati in esercizio dopo l'1/4/1999.

Prima della Legge Finanziaria 2008 il prezzo dei CV offerti dal GSE era calcolato come differenza tra l'onere di acquisto, da parte del GSE, dell'energia elettrica prodotta dagli

¹³ Per maggiori informazioni sulle transazioni dei certificati verdi si rimanda al sito web del GME: <http://www.mercatoelettrico.org>.

impianti CIP 6/1992 alimentati da fonti rinnovabili e i proventi derivanti dalla vendita di tale energia.

La Legge Finanziaria 2008 ha introdotto una nuova modalità di calcolo del prezzo di offerta dei CV del GSE: a partire dal 2008 essi sono collocati sul mercato a un prezzo pari alla differenza tra 180 €/MWh e il valore medio annuo del prezzo di cessione dell'energia elettrica registrato nell'anno precedente¹⁴. L'applicazione di questa nuova modalità di calcolo ha dato luogo a valori di offerta dei CV del GSE pari a 112,88 €/MWh per l'anno 2008, 88,66 €/MWh per l'anno 2009 e 112,82 €/MWh per l'anno 2010 (tabella 3.3).

Tabella 3.3 - Andamento dei prezzi dei CV del GSE (senza IVA),
in seguito alla revisione della modalità di calcolo introdotta dalla Legge Finanziaria 2008

Anno	Valore di riferimento	Prezzo medio cessione energia anno precedente	Prezzo di offerta CV del GSE
	[€/MWh]	[€/MWh]	[€/MWh]
2008	180	67,12	112,88
2009		91,34	88,66
2010		67,18	112,82

Il prezzo dei certificati verdi del GSE rappresenta un prezzo massimo per l'intero mercato. Mentre fino al 2005, a causa della scarsità di offerta, i certificati venivano scambiati a un prezzo prossimo a quello del GSE, dall'anno 2006 l'offerta di CV dei produttori qualificati IAFR ha superato la corrispondente richiesta necessaria alla copertura dell'obbligo; tale situazione ha provocato una diminuzione dei prezzi di vendita dei certificati verdi.

Al fine di evitare l'eccessiva perdita di valore dei certificati verdi in situazioni di eccesso di offerta, sono state introdotte due disposizioni normative.

La prima, contenuta nella Legge Finanziaria 2008 (art. 2, comma 149), prevede che dal 2008, su richiesta dei produttori, il GSE ritiri i CV in scadenza nell'anno a un prezzo pari al prezzo medio registrato l'anno precedente, relativo alle contrattazioni di tutti i certificati verdi, indipendentemente dall'anno cui essi si riferiscono, effettuate sia sulla borsa del GME sia mediante contrattazioni bilaterali.

La seconda disposizione, introdotta dal D.M. 18/12/2008 (art. 15), stabilisce che, nel triennio 2009-2011, su richiesta dei detentori, il GSE ritiri i CV rilasciati per le produzioni

¹⁴ Tale prezzo è definito dalla AEEG, entro il 31 gennaio di ogni anno, in attuazione dell'articolo 13 comma 3 del D.Lgs. 387/2003.

relative agli anni fino al 2010¹⁵. Il prezzo di ritiro dei predetti certificati è pari al prezzo medio di mercato del triennio precedente all'anno nel quale viene presentata la richiesta di ritiro. Nel 2010 il prezzo di ritiro dei CV da parte del GSE in attuazione di tale disposizione è pari a 88,91 €/MWh al netto di IVA, corrispondente al prezzo medio ponderato delle contrattazioni di tutti i certificati registrate dal GME nel triennio 2007-2009.

Concludendo questo paragrafo ricordiamo quanto detto al capitolo 2: la vendita dei certificati verdi non costituisce l'unica fonte di remunerazione della generazione elettrica da fonti rinnovabili, in quanto a essa si va a sommare la valorizzazione dell'energia elettrica (vendita dell'energia elettrica immessa in rete, autoconsumo o scambio sul posto). Tale forma di remunerazione permane ovviamente anche al termine del periodo di incentivazione.

3.2 Il meccanismo delle tariffe onnicomprensive

La Legge Finanziaria 2008 ha introdotto un nuovo schema di incentivazione (poi disciplinato dal D.M. 18/12/2008 e dalla delibera AEEG ARG/elt 1/09), cui è possibile aderire in alternativa al sistema dei certificati verdi, a beneficio esclusivo degli impianti entrati in esercizio dopo il 31/12/2007, aventi potenza nominale media annua¹⁶ non superiore a 1 MW (200 kW nel caso degli eolici).

Ai suddetti impianti è concessa la facoltà di optare per tariffe di ritiro dell'energia immessa in rete, differenziate per fonte, riconosciute per un periodo di quindici anni. Tali tariffe sono dette "onnivecomprehensive" (TO) in quanto il loro valore include sia la componente incentivante sia la componente relativa alla remunerazione derivante dalla vendita dell'energia immessa nella rete elettrica. Sino al termine del periodo di incentivazione, dunque, le tariffe costituiscono l'unica fonte di remunerazione della generazione elettrica da fonte rinnovabile. Terminato il periodo di incentivazione permane naturalmente la

¹⁵ Sono esclusi i certificati verdi rilasciati ai sensi della L. 239/04 agli impianti di cogenerazione abbinata a teleriscaldamento.

¹⁶ Tale grandezza, cui fa riferimento la Legge Finanziaria 2008, è definita dal D.M. 18/12/2008 nel seguente modo: "per gli impianti idroelettrici è la potenza nominale di concessione di derivazione d'acqua, tenendo conto della decurtazione conseguente all'applicazione del deflusso minimo vitale; per gli altri impianti è la potenza attiva nominale di impianto". La potenza attiva nominale di impianto è valutata dal GSE come somma delle potenze attive massime erogabili dai gruppi generatori dell'impianto, espresse in MW (si tratta di un dato di potenza installata, non di un parametro di esercizio dell'impianto).

possibilità di valorizzare l'energia elettrica prodotta (vendita dell'energia elettrica immessa in rete, autoconsumo o scambio sul posto).

Mentre i certificati verdi sono riconosciuti sulla base dell'energia netta prodotta (E_A)¹⁷ e quindi premiano anche l'eventuale quota di produzione autoconsumata, le tariffe onnicomprensive sono riconosciute in funzione della sola energia netta immessa in rete (E_R)¹⁸.

Anche nel caso delle TO, così come nel caso dei CV, in base al tipo di intervento impiantistico eseguito cambia l'entità dell'incentivazione. In particolare, nel sistema delle tariffe onnicomprensive, a seconda della categoria di intervento, cambia la quota di energia netta immessa in rete (E_R) che può essere incentivata: è su tale quota di energia (energia incentivata E_I) che vengono erogate le tariffe.

Definito V_{TO} il valore della tariffa in €/MWh (funzione della fonte rinnovabile) e I_{TO} il valore in € della remunerazione riconosciuta, possiamo scrivere:

$$I_{TO} = V_{TO} \times E_I \quad \text{essendo } E_I \text{ funzione della categoria di intervento e di } E_R$$

L'articolazione delle tariffe in funzione della fonte che alimenta l'impianto è illustrata nella tabella 3.4.

Tabella 3.4 - Tariffe onnicomprensive riconosciute all'energia incentivata E_I
(Tabella 3 allegata alla Legge Finanziaria 2008, così come modificata dalla Legge 99 del 23/7/2009).

Numerazione L.244/2007	Fonte	Tariffa (€/MWh)
1	Eolica per impianti di taglia inferiore a 200 kW	300
3	Geotermica	200
4	Moto ondoso e maremotrice	340
5	Idraulica diversa da quella del punto precedente	220
6	Biogas e biomasse, esclusi i biocombustibili liquidi ad eccezione degli oli vegetali puri tracciabili attraverso il sistema integrato di gestione e di controllo previsto dal regolamento (CE) 73/2009 del Consiglio, del 19 gennaio 2009	280
8	Gas di discarica, gas residuati dai processi di depurazione e biocombustibili liquidi ad eccezione degli oli vegetali puri tracciabili attraverso il sistema integrato di gestione e di controllo previsto dal regolamento (CE) 73/2009 del Consiglio, del 19 gennaio 2009	180

¹⁷ Vedasi paragrafo 3.1.2.

¹⁸ Nel caso in cui un impianto prelevi dalla rete l'energia elettrica necessaria per alimentare i propri servizi ausiliari, l'energia incentivata mediante la tariffa onnicomprensiva non è tutta quella effettivamente immessa in rete, ma quest'ultima decurtata dei prelievi dalla rete destinati ad alimentare i servizi ausiliari.

Gli oli vegetali indicati alla riga 6 della tabella 3.4 devono derivare da coltivazioni e processi di trasformazione condotti internamente al territorio dell'Unione Europea. Il 31/3/2010 il Ministro delle Politiche Agricole Alimentari e Forestali ha emanato una circolare esplicativa del sistema di tracciabilità degli oli vegetali puri¹⁹.

3.3 Cumulabilità degli incentivi

Ai sensi dell'art. 18 del D.Lgs 387/2003, la produzione di energia elettrica che ottiene i certificati verdi non può ottenere anche i titoli di efficienza energetica; inoltre la produzione di energia elettrica da impianti alimentati da biodiesel che abbia ottenuto l'esenzione dall'accisa non può ottenere anche i certificati verdi.

Ai sensi dell'art. 2 comma 152 della Legge Finanziaria 2008, come modificato dalla L. 99/2009, la produzione di energia elettrica da impianti alimentati da fonti rinnovabili, entrati in esercizio in data successiva al 30 giugno 2009, ha diritto di accesso ai certificati verdi o alle tariffe onnicomprensive a condizione che i medesimi impianti non beneficino di altri incentivi pubblici di natura nazionale, regionale, locale o comunitaria in conto energia, in conto capitale o in conto interessi con capitalizzazione anticipata, assegnati dopo il 31 dicembre 2007.

La suddetta regola generale prevede due eccezioni:

- gli impianti alimentati dalle fonti di cui alla riga 7 della tabella 2 allegata alla Legge Finanziaria 2008²⁰, possono cumulare i certificati verdi con altri incentivi pubblici di natura nazionale, regionale, locale o comunitaria in conto capitale o conto interessi con capitalizzazione anticipata, non eccedenti il 40% del costo dell'investimento;
- gli impianti, di proprietà di aziende agricole o gestiti in connessione²¹ con aziende agricole, agroalimentari, di allevamento e forestali, alimentati dalle fonti di cui alla riga

¹⁹ "Circolare esplicativa del sistema di tracciabilità degli oli vegetali puri per la produzione di energia elettrica al fine dell'erogazione della tariffa onnicomprensiva di 0,28 euro a kWh prevista dalla Legge 99/2009" Prot. Ex SACO 5520 del 31/03/2010 (reperibile sul sito web <http://www.politicheagricole.it>).

²⁰ Biomasse e biogas derivanti da prodotti agricoli, di allevamento e forestali, ottenuti nell'ambito di intese di filiera, contratti quadro, o filiere corte.

²¹ Si devono intendere per impianti gestiti in connessione con aziende agricole, agroalimentari, di allevamento e forestali, impianti la cui proprietà sia di società in cui la partecipazione di aziende agricole, agroalimentari, di allevamento e forestali sia almeno pari al 51%.

6 della tabella 3 allegata alla Legge Finanziaria 2008²², possono cumulare la tariffa fissa onnicomprensiva con altri incentivi pubblici di natura nazionale, regionale, locale o comunitaria in conto capitale o in conto interessi con capitalizzazione anticipata, non eccedenti il 40% del costo dell'investimento.

3.4 Categorie di intervento ed energia incentivata

Prima del cambiamento del quadro normativo operato dalla Legge Finanziaria 2008, il D.M. 24/10/2005, sulla base delle disposizioni del D.Lgs 387/2003, aveva aggiornato le direttive per l'incentivazione dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili, sostituendo i precedenti D.M. 11/11/1999 e D.M. 18/3/2002 emanati in attuazione del D.Lgs 79/1999. Ai sensi dell'articolo 4 del D.M. 24/10/2005, gli impianti qualificabili per il successivo rilascio dei certificati verdi sono quelli entrati in esercizio in data successiva all'1/4/1999²³ a seguito di interventi di potenziamento, rifacimento totale, rifacimento parziale, riattivazione, nuova costruzione, nonché gli impianti termoelettrici entrati in esercizio prima dell'1/4/1999 ma che successivamente a tale data operino come centrali ibride.

Il D.M. 18/12/2008, dando attuazione alle disposizioni introdotte dalla Legge Finanziaria 2008, ha sostituito il D.M. 24/10/2005. All'articolo 2 e all'allegato A del D.M. 18/12/2008 sono definiti gli interventi impiantistici che danno diritto agli incentivi e le equazioni per il calcolo dell'energia incentivata E_I ²⁴. Tali definizioni ed equazioni, relative alle diverse categorie di intervento, sono illustrate nel seguito di questo paragrafo.

Prima di tale elencazione si sintetizzano nella tabella 3.5 i concetti fondamentali introdotti nei paragrafi precedenti:

²² *Biogas e biomasse, esclusi i biocombustibili liquidi ad eccezione degli oli vegetali puri tracciabili attraverso il sistema integrato di gestione e di controllo previsto dal regolamento (CE) n. 73/2009 del Consiglio, del 19 gennaio 2009.*

²³ E' la data di entrata in vigore del D.Lgs 16/03/1999 n.79.

²⁴ Nella "Procedura di qualificazione degli impianti alimentati a fonti rinnovabili" approvata con D.M. 21/12/2007 in attuazione del D.M. 24/10/2005, sono descritte le categorie di intervento e le formule per il calcolo dell'energia incentivata. Il D.M. 18/12/2008 prevede l'aggiornamento di tali procedure.

Tabella 3.5 - Quadro sinottico dei meccanismi incentivanti

Data di entrata in esercizio dell'impianto	Sistema dei CV	Sistema delle TO (alternative ai CV; ammissibili solo per impianti con $P \leq 1$ MW o 200 kW per impianti eolici)
$\leq 31/12/2007$	<ul style="list-style-type: none"> • CV riconosciuti per 12 anni • $E_{CV} = E_I$ • E_I funzione di E_A e tipo di intervento 	<ul style="list-style-type: none"> • Non applicabile
$> 31/12/2007$	<ul style="list-style-type: none"> • CV riconosciuti per 15 anni • $E_{CV} = K \times E_I$ • E_I funzione di E_A e tipo di intervento • K funzione della fonte rinnovabile 	<ul style="list-style-type: none"> • TO riconosciute per 15 anni • $I_{TO} = V_{TO} \times E_I$ • E_I funzione di E_R, E_A e tipo di intervento • V_{TO} funzione della fonte rinnovabile

dove E_A = energia netta prodotta

E_R = energia netta immessa in rete

E_I = energia incentivata (con il sistema dei CV oppure con il sistema delle TO)

E_{CV} = energia corrispondente al numero di certificati verdi

K = coefficiente moltiplicativo per l'attribuzione dei CV

I_{TO} = remunerazione riconosciuta con il sistema delle TO

V_{TO} = valore della TO

Vediamo dunque di seguito quali sono le categorie di intervento ammesse all'incentivazione per gli impianti alimentati da fonti rinnovabili e come si calcola, nei diversi casi, l'energia incentivata E_I .

– **Potenziamento** (categoria A)²⁵

Il potenziamento è l'intervento tecnologico eseguito su un impianto tale da consentirne una producibilità aggiuntiva.

L'intervento può essere realizzato solo su impianti entrati in esercizio da almeno 5 anni²⁶, con la sola eccezione degli impianti alimentati da gas di scarica, gas residuati dai processi di depurazione e biogas, per i quali tale vincolo non si applica.

²⁵ La nomenclatura sintetica, mediante lettere, delle categorie di intervento, è quella fornita nella procedura di qualifica approvata con D.M. 21/12/2007.

²⁶ Il *periodo di esistenza* di un impianto è quello intercorrente tra la prima entrata in esercizio dell'impianto (primo parallelo con la rete ovvero prima produzione di energia elettrica dell'impianto funzionante in isola) e l'entrata in esercizio dell'impianto a seguito dell'intervento.

Nel caso di impianti idroelettrici il costo specifico dell'intervento (rapporto tra il costo dell'intervento e la potenza nominale dell'impianto dopo l'intervento) deve essere non inferiore a 0,1 milioni di euro per megawatt (M€/MW).

Il calcolo dell'energia incentivata con il sistema dei certificati verdi o delle tariffe onnicomprensive segue lo schema indicato nella tabella sottostante:

	Energia incentivata con il sistema dei CV	Energia incentivata con il sistema delle TO
Potenziamento non idroelettrico	$E_I = D \times (E_A - E_5)$	$E_I = D \times (E_A - E_5) \times (E_R/E_A)$
Potenziamento idroelettrico	$E_I = 0,05 \times E_A$	$E_I = 0,05 \times E_R$

dove E_5 = media della produzione netta degli ultimi 5 anni

D = coefficiente di graduazione: vale 1 per impianti qualificati entro dodici mesi dalla data di entrata in vigore del D.M. 18/12/2008 e 0,9 per impianti qualificati dopo.

– Rifacimento totale (categoria B)

Il rifacimento totale comporta la sostituzione con componenti nuovi o la totale ricostruzione delle principali parti dell'impianto.

Impianti idroelettrici:

- l'intervento può essere effettuato sugli impianti di potenza nominale minore di 10 MW entrati in esercizio da almeno 15 anni oppure sugli impianti di potenza nominale uguale o superiore a 10 MW entrati in esercizio da almeno 30 anni;
- l'intervento comporta la totale ricostruzione di tutte le opere idrauliche e la sostituzione con nuovi macchinari di tutti i gruppi turbina-alternatore.

Impianti geotermoelettrici:

- l'intervento può essere effettuato sugli impianti entrati in esercizio da almeno 15 anni;
- l'intervento comporta la totale ricostruzione dei pozzi di produzione e reiniezione e la sostituzione con nuovi macchinari almeno dell'alternatore, della turbina e del condensatore di tutti i gruppi.

Impianti eolici:

- a) l'intervento può essere effettuato sugli impianti entrati in esercizio da almeno 10 anni se l'impianto è entrato in esercizio entro il 31/12/2007, oppure da 15 anni se è entrato in esercizio dopo la medesima data;
- b) l'intervento comporta la sostituzione con nuovi componenti dell'alternatore, del moltiplicatore di giri, dell'inverter e del mozzo su tutti gli aerogeneratori.

Impianti a biomasse:

- a) l'intervento può essere effettuato sugli impianti entrati in esercizio da almeno 8 anni, oppure da almeno 12 anni se l'impianto ha già beneficiato dei certificati verdi;
- b) l'intervento comporta la completa ricostruzione del generatore di vapore, del forno di combustione, delle griglie, del gassificatore qualora esistente, nonché la sostituzione con nuovi macchinari dell'alternatore e della turbina di tutti i gruppi; nel caso di impianti alimentati a biocombustibili liquidi, l'intervento comporta la sostituzione con nuovi macchinari di tutti i gruppi motore-alternatore o di tutti i gruppi elettrogeni.

Impianti alimentati da gas di discarica, gas residuati dai processi di depurazione e biogas:

- a) l'intervento può essere effettuato sugli impianti entrati in esercizio da almeno 10 anni se l'impianto è entrato in esercizio entro il 31/12/2007, oppure da 15 anni se è entrato in esercizio dopo la medesima data;
- b) l'intervento comporta la completa sostituzione delle tubazioni di convogliamento dei gas, a partire dalla testa dei pozzi (per le discariche) o dal digestore, del sistema di pompaggio, condizionamento e trattamento del gas nonché la sostituzione con nuovi macchinari di tutti i gruppi motore-alternatore o di tutti i gruppi elettrogeni.

Per tutte le tipologie di impianti per i quali è ammesso il rifacimento totale, il calcolo dell'energia incentivata è conforme al seguente schema:

	Energia incentivata con il sistema dei CV	Energia incentivata con il sistema delle TO
Rifacimento totale	$E_I = D \times E_A$	$E_I = D \times E_R$

dove D = coefficiente di graduazione: vale 1 per impianti qualificati entro dodici mesi dalla data di entrata in vigore del D.M. 18/12/2008 e 0,9 per impianti qualificati dopo. Nel caso particolare di rifacimenti totali di impianti idroelettrici installati come parte integrante delle reti di acquedotti, D vale 0,7 per impianti qualificati entro dodici mesi dalla data di entrata in vigore del D.M. 18/12/2008 e 0,65 per impianti qualificati dopo.

– **Rifacimento parziale** (categoria BP)

Impianti idroelettrici:

- a) l'intervento può essere effettuato sugli impianti di potenza nominale minore di 10 MW entrati in esercizio da almeno 15 anni oppure sugli impianti di potenza nominale uguale o superiore a 10 MW entrati in esercizio da almeno 30 anni;
- b) l'intervento comporta la completa sostituzione con nuovi macchinari di tutti i gruppi turbina-alternatori.

Non sono ammessi interventi di rifacimento parziale sugli impianti idroelettrici installati come parte integrante delle reti di acquedotti.

Il rifacimento parziale idroelettrico è detto “particolarmente oneroso” qualora si verifichino anche le ulteriori due condizioni:

- c) il costo specifico dell'intervento è non inferiore a 2 M€/MW;
- d) l'intervento comporta interventi di ricostruzione totale o parziale della maggior parte delle opere idrauliche.

Le formule per il calcolo dell'energia incentivata sono le seguenti:

Impianti Idroelettrici	Energia incentivata con il sistema dei CV	Energia incentivata con il sistema delle TO
Rifacimento parziale	$E_I = D \times [(E_A - E_{10}) + k \times (f + g) \times E_{10}]$	$E_I = D \times [(E_A - E_{10}) + k \times (f + g) \times E_{10}] \times (E_R/E_A)$
Rifacimento parziale oneroso	$E_I = D \times E_A$	$E_I = D \times E_R$

dove E_{10} = media della produzione netta degli ultimi 10 anni;

k = coefficiente di utilizzazione dell'impianto (dette N_S le ore di utilizzazione dell'impianto nei dieci anni precedenti l'intervento, si ha: se $N_S < 2000$, $k = 2$; se $2000 \leq N_S \leq 6000$, $k = 4000/N_S$; se $N_S > 6000$, $k = 0,67$);

$f = 0,2$ = coefficiente di sostituzione del gruppo turbina-alternatore;

g = coefficiente di graduazione variabile in funzione del costo specifico C_S dell'intervento (g varia linearmente da $g = 0$ per $C_S \leq 0,4$ M€/MW sino ad un massimo di $g = 0,3$ per $C_S \geq 1$ M€/MW).

Impianti geotermoelettrici:

- a) l'intervento può essere effettuato sugli impianti entrati in esercizio da almeno 15 anni;
- b) l'intervento comporta la completa sostituzione con nuovi macchinari di tutti i gruppi turbina-alternatori.

Le formule per il calcolo dell'energia incentivata sono le seguenti:

Impianti geotermoelettrici	Energia incentivata per il sistema dei CV	Energia incentivata per il sistema delle TO
Rifacimento parziale	$E_i = D \times [(E_A - E_{10}) + V \times E_{10}]$	$E_i = D \times [(E_A - E_{10}) + V \times E_{10}] \times (E_R/E_A)$

dove V = coefficiente di graduazione variabile in funzione del costo specifico C_S dell'intervento (g varia linearmente da $V = 0$ per $C_S = 0$ sino ad un massimo di $V = 0,75$ per $C_S \geq 1,5$ M€/MW)

Impianti a biomasse solide²⁷:

L'impianto ammissibile all'intervento di rifacimento parziale ha le seguenti caratteristiche:

- è alimentato da biomasse solide, con esclusione della parte biodegradabile dei rifiuti urbani e industriali;
- è costituito almeno da gruppi turbina alternatore, forni di combustione e generatori di vapore o al posto di questi ultimi due gassificatori; l'impianto presenta anche una o più linee per il trattamento dei fumi;
- ha potenza nominale media annua superiore ad 1 MW.

L'intervento di rifacimento parziale:

- a) può essere effettuato sugli impianti entrati in esercizio da almeno 8 anni, oppure da almeno 12 anni se l'impianto ha già beneficiato dei certificati verdi;
- b) comporta la sostituzione integrale con nuovi macchinari della linea trattamento fumi in conformità alle migliori tecniche disponibili (si fa riferimento alla Direttiva 2008/1/CE);
- c) comporta un costo specifico (rapporto tra il costo dell'intervento e la potenza nominale dell'impianto dopo l'intervento) non inferiore a 0,25 M€/MW.

²⁷ Questa tipologia di intervento è stata definita nel D.M. 16/11/2009 "Disposizioni in materia di incentivazione dell'energia elettrica prodotta da impianti alimentati da biomasse solide oggetto di rifacimento parziale".

Le formule per il calcolo dell'energia incentivata sono le seguenti:

Impianti a biomasse solide	Energia incentivata per il sistema dei CV	Energia incentivata per il sistema delle TO
Rifacimento parziale	$E_I = W \times E_A$	Il sistema delle TO non può essere applicato

dove W = coefficiente di graduazione variabile in funzione del costo specifico C_S dell'intervento (W varia linearmente da $W = 0,8$ per $C_S = 0,25$ M€/MW sino ad un massimo di $W = 0,9$ per $C_S = 1,8$ M€/MW).

– **Riattivazione** (categoria C)

La riattivazione è la messa in servizio di un impianto dismesso da oltre 5 anni. Tutta l'energia netta prodotta o immessa in rete è incentivabile.

	Energia incentivata con il sistema dei CV	Energia incentivata con il sistema delle TO
Riattivazione	$E_I = E_A$	$E_I = E_R$

– **Nuova costruzione** (categoria D)

Nel caso degli impianti di nuova costruzione, ovviamente, tutta l'energia netta prodotta da fonti rinnovabili o immessa in rete è incentivabile.

	Energia incentivata con il sistema dei CV	Energia incentivata con il sistema delle TO
Nuova costruzione	$E_I = E_A$	$E_I = E_R$

– **Impianti ibridi**

In generale, nel caso di impianti ibridi, alimentati sia da una fonte rinnovabile sia da una fonte non rinnovabile, l'incentivazione è limitata alla sola quota di energia elettrica imputabile alla fonte rinnovabile.

Qualora la quota di energia elettrica prodotta imputabile a fonti non rinnovabili sia non superiore al 5% del totale, tale contributo si trascura assumendo dunque che tutta l'energia prodotta sia rinnovabile.

Gli impianti ibridi di per sé non costituiscono una categoria di intervento a sé stante. In linea di principio un impianto ibrido potrebbe essere soggetto ad uno qualsiasi degli interventi illustrati sopra. In tal caso l'energia prodotta o immessa in rete cui fare riferimento per il calcolo dell'incentivazione è quella attribuibile alla fonte rinnovabile.

Come enunciato all'inizio di questo paragrafo, inoltre, sebbene il meccanismo dei certificati verdi sia stato introdotto in linea generale per gli impianti entrati in esercizio dopo l'1/4/1999, sono ammessi all'incentivazione anche gli impianti termoelettrici entrati in esercizio prima di tale data che operino come impianti ibridi (categoria E).

Il calcolo dell'energia incentivabile nel caso degli impianti ibridi presenta la seguente articolazione:

Data di entrata in esercizio	Data di inizio esercizio come impianto ibrido	Energia incentivata con il sistema dei CV	Energia incentivata con il sistema delle TO
≤ 1/4/1999	Indifferente	$E_I = 0,5 \times [(E_A - E_{NR}) - E_{R3}]$	Il sistema delle TO non si applica
> 1/4/1999	≤ 3/1/2009 ²⁸	$E_I = E_A - E_{NR}$	$E_I = (E_A - E_{NR}) \times (E_R/E_A)$ (solo se entrato in esercizio dopo il 31/12/2007, altrimenti le TO non si applicano)
> 1/4/1999	> 3/1/2009, entro 12 mesi dalla data di entrata in esercizio	$E_I = E_A - E_{NR}$	$E_I = (E_A - E_{NR}) \times (E_R/E_A)$ (solo se entrato in esercizio dopo il 31/12/2007, altrimenti le TO non si applicano)
> 1/4/1999	> 3/1/2009, dopo 12 mesi dalla data di entrata in esercizio	$E_I = 0,5 \times (E_A - E_{NR})$	$E_I = 0,5 \times (E_A - E_{NR}) \times (E_R/E_A)$ (solo se entrato in esercizio dopo il 31/12/2007, altrimenti le TO non si applicano)

dove E_{NR} = energia netta prodotta imputabile alla fonte non rinnovabile;

E_{R3} = media della produzione netta imputabile a fonte rinnovabile del triennio precedente l'1/4/1999.

²⁸ Il 3 gennaio 2009 è entrato in vigore il D.M. 18/12/2008.

Per quanto riguarda l'inquadramento degli impianti a rifiuti si veda quanto detto al capitolo 1.

Concludendo questo paragrafo si vuole mettere in evidenza la seguente relazione generale, facilmente desumibile dall'osservazione di tutte le equazioni illustrate:

$$[E_I \text{ con il sistema delle TO}] = [E_I \text{ con il sistema dei CV}] \times [(E_R/E_A)]$$

Dovendo essere l'energia immessa in rete non superiore a quella prodotta, cioè

$$(E_R/E_A) \leq 1$$

ne consegue la seguente disuguaglianza:

$$[E_I \text{ con il sistema delle TO}] \leq [E_I \text{ con il sistema dei CV}] .$$

E' bene chiarire che la disuguaglianza illustrata riguarda esclusivamente il confronto tra la quantità di energia incentivata con i due diversi, alternativi, sistemi incentivanti (CV o TO). Da tale disuguaglianza non ne discende una analoga in termini di entità dell'incentivazione. Si ricorda a tal proposito che i due sistemi di incentivazione agiscono secondo differenti principi, illustrati ai paragrafi 3.1.2 e 3.2 cui si rimanda.



4 IL RICONOSCIMENTO DEGLI INCENTIVI

4.1 La qualifica degli impianti

La qualifica degli impianti alimentati da fonti rinnovabili (IAFR), riconosciuta dal GSE, è necessaria al successivo rilascio, a determinate condizioni, dei certificati verdi in funzione dell'energia elettrica netta prodotta, oppure delle tariffe onnicomprensive in funzione dell'energia elettrica netta prodotta e immessa in rete. La qualifica IAFR infatti attesta il possesso dei requisiti previsti dalla normativa per il riconoscimento degli incentivi.

Tabella 4.1 – Classificazione utilizzate in fase di qualifica degli impianti

TIPOLOGIA	SUB-TIPOLOGIA	FONTE	SUB-FONTE
Idroelettrico	ad acqua fluente a serbatoio a bacino su acquedotto	Idraulica	
Marino		Moto ondoso Maree	
Eolico	on-shore off-shore	Eolica	
Geotermoelettrico		Geotermica	
Solare	fotovoltaico solaretermodinamico	Solare	
Termoelettrico	a vapore a gas a combustione interna a ciclo combinato altro	Biogas	Biogas da attività agricola e forestale
			Biogas da deiezioni animali
			Biogas dalla FORSU
			Gas da depurazione
			Gas di discarica
		Bioliquidi	Altri biogas
			Oli vegetali
			Rifiuti liquidi biodegradabili (oli esausti, grassi animali, etc.)
		Biomasse solide	Biodiesel
			Altre biomasse liquide
			Biomasse solide prodotte da attività agricole, forestale, etc.
			Biomasse da rifiuti completamente biodegradabili
			Parte biodegradabile di RU
			Parte biodegradabile di CDR
Parte biodegradabile di rifiuti generici CER			
Gas da pirolisi o gassificazione di biomasse			
Gas da pirolisi o gassificazione di rifiuti (p.biod.)			

La classificazione degli impianti e delle fonti utilizzata dal GSE in fase di qualifica è illustrata nella tabella 4.1.

Alle tipologie di impianti elencate in tabella 4.1 vanno ad aggiungersi anche gli impianti ibridi, alimentati sia da fonti rinnovabili che da fonti non rinnovabili.

In attuazione del D.M. 24/10/2005, con il D.M. 21/12/2007 sono state approvate le *“Procedura di qualificazione degli impianti alimentati a fonti rinnovabili”*, contenenti, tra l'altro, informazioni di dettaglio sulla modalità di presentazione delle richieste di qualifica. Il D.M. 18/12/2008, che ha sostituito il D.M. 24/10/2005, ha previsto l'aggiornamento delle suddette procedure. In attesa dell'approvazione, con decreto, delle nuove procedure, restano valide le procedure approvate, a meno dei punti in cui esse risultino superate dalle disposizioni introdotte dal D.M. 18/12/2008.

Sul sito web del GSE sono disponibili i fac-simile della domanda di qualifica, delle dichiarazioni da allegare e delle schede tecniche caratteristiche degli interventi da utilizzare per la preparazione della richiesta di qualifica stessa.

La richiesta di qualifica può riguardare sia impianti ancora in progetto, purchè già autorizzati, sia impianti in esercizio. In quest'ultimo caso la domanda di qualifica deve pervenire al GSE entro e non oltre il termine di tre anni dalla data di entrata in esercizio dell'impianto, pena l'inammissibilità agli incentivi.

Il GSE ha novanta giorni di tempo per valutare le domande di qualifica degli impianti: in mancanza di pronunciamento del GSE entro tale termine la domanda si ritiene accolta.

Una delle novità stabilite dal D.M. 18/12/2008 consiste nell'aver previsto che i soggetti che richiedono la qualifica di un impianto debbano corrispondere al GSE, contemporaneamente alla richiesta di qualifica, un contributo per le spese di istruttoria. I produttori devono pertanto inviare al GSE copia della distinta di pagamento, effettuato tramite bonifico bancario, corredata dal modello *“Contributo per le spese di istruttoria”*. Le domande prive della documentazione attestante il versamento del contributo per le spese di istruttoria vengono ritenute incomplete e il GSE non avvia l'istruttoria di qualifica fino all'arrivo dell'attestazione dell'avvenuto bonifico. Il contributo si articola in una parte fissa,

pari a 150€ e in una parte variabile in funzione della potenza nominale media annua dell'impianto.²⁹

La tabella seguente indica il valore del contributo in ragione della potenza nominale media annua dell'impianto di cui si richiede la qualifica.

Tabella 4.2 – Contributo per le spese di istruttoria

Potenza nominale media annua (MW)	Quota fissa (€)	Quota variabile (€)	IVA (20%)	Totale (€)
$P \leq 0,02$	150	0	30	180
$0,02 < P \leq 0,2$	150	50	40	240
$0,2 < P \leq 1$	150	300	90	540
$1 < P \leq 10$	150	800	190	1.140
$P > 10$	150	1.200	270	1.620

All'atto della richiesta di qualifica, il produttore che, sulla base della potenza dell'impianto, può optare sia per i certificati verdi che per la tariffa onnicomprensiva, comunica la propria scelta. E' consentito, prima della fine del periodo di incentivazione, un solo passaggio da un sistema incentivante all'altro; in tal caso, la durata del periodo di diritto al nuovo sistema incentivante è ridotta del periodo già fruito con il precedente sistema.

La documentazione da inviare per la richiesta di qualifica IAFR al GSE è sinteticamente di seguito elencata.

A) Impianto in esercizio al momento della richiesta di qualifica:

1. domanda di qualifica;
2. documentazione attestante il contributo delle spese di istruttoria;
3. scheda tecnica dell'intervento sull'impianto;
4. scheda tecnica di caratterizzazione delle biomasse, se applicabile all' impianto;
5. relazione tecnica di riconoscimento (RTR) corredata dei relativi elaborati tecnici e documentali;
6. copia del progetto definitivo dell'impianto presentato alle pubbliche autorità per l'ottenimento delle autorizzazioni;
7. copia delle autorizzazioni necessarie per la costruzione e l'esercizio dell'impianto³⁰;

²⁹ Per la definizione di potenza nominale media annua, vedasi la nota 16.

³⁰ Per poter essere qualificato, un impianto deve aver già ottenuto tutte le autorizzazioni necessarie alla sua costruzione ed esercizio.

8. denuncia di apertura di officina elettrica (primo impianto o sostitutiva) e relativo verbale di verifica (in assenza di tali documenti ai sensi della normativa vigente³¹, il produttore dovrà presentare una apposita dichiarazione sostitutiva di atto di notorietà reperibile sul sito web del GSE, comprensiva dei documenti ivi richiesti);
9. regolamento di esercizio con il gestore della rete locale, comprensivo della dichiarazione di messa in tensione dell'impianto di connessione.

B) Impianto in progetto al momento della richiesta di qualifica:

Il produttore deve inviare al GSE i documenti elencati dal punto 1 al punto 7 di cui alla lettera A.

Nel caso di impianti qualificati a progetto, i lavori per la realizzazione degli interventi devono iniziare entro 18 mesi dall'ottenimento della qualifica, che, in caso contrario, cessa di validità. Il produttore è dunque tenuto a darne comunicazione formale al GSE allegando idonea documentazione che attesti l'effettiva data di inizio lavori.

Fatte salve cause di forza maggiore o indipendenti dalla volontà del produttore, intervenute durante i lavori sull'impianto qualificato, dichiarate dal produttore al GSE e da questo valutate tali, la qualifica cessa di validità anche nel caso in cui il soggetto che la detiene non comunichi al GSE l'entrata in esercizio entro 3 anni dall'inizio dei lavori, con le seguenti eccezioni:

- per i potenziamenti idroelettrici: 1 anno dall'inizio dei lavori;
- per i rifacimenti totali di impianti eolici e a biomasse: 6 anni dall'inizio dei lavori;
- per i rifacimenti parziali idroelettrici con $P_n \geq 10$ MW: 6 anni dall'inizio dei lavori (se $P_n \geq 50$ MW, per impianti costituiti da più gruppi, i 6 anni sono fino alla data di entrata in esercizio del primo gruppo);
- per i rifacimenti parziali geotermoelettrici con realizzazione di nuovi pozzi: 5 anni dall'inizio dei lavori.

Al momento della messa in esercizio dell'impianto il produttore deve darne tempestiva comunicazione formale al GSE allegando la documentazione di cui ai punti 8 e 9 della lettera A), nonché le fotografie di post-intervento nei casi di potenziamento, rifacimento, riattivazione, co-combustione e nuova costruzione.

³¹ Il D.Lgs. 26/2007 "Attuazione della direttiva 2003/96/CE che ristruttura il quadro comunitario per la tassazione dei prodotti energetici e dell'elettricità" prevede, all'articolo 1, l'esenzione per alcune tipologie di impianti della denuncia UTF di Officina Elettrica.

Tutte le dichiarazioni e/o comunicazioni effettuate a supporto o a completamento della richiesta di qualifica dell'impianto sono rese ai sensi degli articoli 46 e 47 del D.P.R. 28/12/2000 n. 445 e secondo le modalità di cui all'art. 38 del medesimo D.P.R., nella consapevolezza delle sanzioni penali previste per le ipotesi di falsità in atti e dichiarazioni mendaci.

4.2 Il rilascio degli incentivi

4.2.1 Certificati Verdi

I produttori di energia da fonti rinnovabili, titolari di impianti qualificati IAFR, possono richiedere al GSE l'emissione di certificati verdi.

I CV possono essere richiesti:

- a consuntivo, in base all'energia netta effettivamente prodotta dall'impianto nell'anno precedente rispetto a quello di emissione;
- a preventivo, in base alla producibilità netta attesa dell'impianto.

Le relazioni che legano il numero dei certificati verdi spettanti all'energia prodotta o alla producibilità attesa, in funzione della categoria di intervento impiantistico e della tipologia di fonte rinnovabile, sono quelle illustrate ai paragrafi 3.1.2 e 3.4.

Il GSE, a valle della verifica dell'attendibilità dei dati forniti dai produttori, emette a consuntivo, entro trenta giorni dalla ricezione della richiesta, i certificati verdi spettanti, arrotondando la produzione netta di energia al MWh con criterio commerciale.

I produttori che hanno richiesto l'emissione di certificati verdi a preventivo sono tenuti successivamente a compensare l'emissione³² e inviare copia della dichiarazione presentata all'Ufficio Tecnico di Finanza (UTF) attestante l'effettiva produzione di energia elettrica realizzata nell'anno cui si riferiscono i certificati verdi. Qualora l'impianto, ai sensi della vigente normativa fiscale, non sia soggetto alla presentazione della dichiarazione UTF, in luogo della suddetta, la produzione dovrà essere autocertificata mediante una apposita dichiarazione sostitutiva di atto di notorietà.

³² Più avanti nel testo è spiegato cosa si intenda per "compensazione".

A decorrere dal 30 giugno 2009, l'emissione dei certificati verdi a preventivo, anche se riferiti ad impianti già entrati in esercizio, è subordinata alla presentazione di una garanzia a favore del GSE in termini di energia, a valere sulla produzione di altri impianti qualificati già in esercizio nella titolarità del medesimo soggetto, o in termini economici, sotto forma di fideiussione bancaria escutibile a prima richiesta a favore del GSE. Tale fideiussione è commisurata al prezzo medio riconosciuto ai CV, calcolato dal GME con le modalità di cui all'art. 14, comma 4, del DM del 18/12/2008³³.

Per gli impianti non ancora in esercizio, oltre alla fideiussione deve essere presentato un coerente piano di realizzazione dell'impianto.

Nel caso in cui un impianto al quale siano stati rilasciati certificati verdi a preventivo, per qualsiasi motivo non produca effettivamente energia in quantità pari o superiore ai CV ottenuti e il produttore non sia in grado di restituire quelli in eccesso, il GSE compensa la differenza trattenendo certificati verdi relativi alle produzioni di eventuali altri impianti, nella titolarità del medesimo produttore per lo stesso anno. In mancanza di certificati sufficienti per l'anno di riferimento, il GSE può effettuare la compensazione anche sulla produzione dell'anno successivo a quello nel quale si è generato il debito. In mancanza di tale ulteriore possibilità di compensazione, il GSE si avvale della fideiussione bancaria a suo favore.

Viceversa, nel caso in cui l'effettiva produzione dell'impianto sia superiore alla producibilità attesa, il GSE emette a favore del produttore, all'atto della compensazione, i rimanenti certificati spettanti.

Contestualmente alla prima emissione di certificati verdi, il GSE attiva, a favore del produttore, un "conto proprietà" informatico per il "deposito" dei certificati stessi.

Il GSE mantiene traccia delle emissioni dei CV e delle relative transazioni mediante un sistema informativo dedicato al quale i titolari del conto proprietà possono accedere, previa assegnazione, da parte del GSE, di un codice identificativo riservato.

Il conto proprietà è attivato anche a favore dei produttori e/o importatori soggetti all'obbligo di cui all'art. 11 del D.Lgs. 79/1999, all'atto della ricezione, da parte del GSE, dell'autocertificazione attestante la produzione e/o importazione non rinnovabile.

Conti proprietà sono aperti anche a favore dei soggetti che intendano effettuare attività di trading di CV, dietro presentazione di una richiesta di apertura "conto traders".

³³ Prezzo medio registrato l'anno precedente, relativo alle contrattazioni di tutti i certificati verdi, indipendentemente dall'anno cui essi si riferiscono, effettuate sia sulla borsa del GME sia mediante contrattazioni bilaterali.

E' possibile consultare via internet, tramite accesso riservato, lo stato del proprio conto proprietà, sia per inserire acquisizioni e/o cessioni di certificati verdi, sia per verificare, in maniera diretta e immediata, le transazioni avvenute.

Ritiro dei certificati verdi da parte del GSE

Come detto al termine del paragrafo 3.1.2, il legislatore ha introdotto due disposizioni normative al fine di evitare l'eccessiva perdita di valore dei certificati verdi in situazioni di eccesso di offerta.

A partire dal 2008, entro giugno di ciascun anno, il GSE, su richiesta del produttore, ritira i CV in scadenza nell'anno ulteriori rispetto a quelli necessari per assolvere l'obbligo. A tal fine il prezzo medio annuale è quello relativo alle contrattazioni di tutti i CV, indipendentemente dall'anno di riferimento, scambiati l'anno precedente sulla borsa del GME o con contratti bilaterali.

Inoltre, al fine di garantire una graduale transizione dal vecchio ai nuovi meccanismi incentivanti e non penalizzare gli investimenti già avviati, nel triennio 2009-2011, entro il mese di giugno, il GSE ritira, su richiesta dei detentori, i certificati verdi rilasciati per le produzioni, riferite agli anni 2006-2010, con esclusione degli impianti di cogenerazione abbinati a teleriscaldamento. La richiesta di ritiro è inoltrata dal detentore al GSE entro il 31 marzo di ogni anno del triennio 2009-2011. Il prezzo di ritiro è pari al prezzo medio di mercato del triennio precedente.

Informazioni di maggior dettaglio sulle modalità operative per la gestione ed emissione dei certificati verdi sono contenute nel sito internet del GSE e nella *"Procedura per la gestione ed emissione dei certificati verdi per gli impianti alimentati da fonti rinnovabili"* (reperibile sul medesimo sito) approvata con D.M. 21/12/2007 in attuazione del D.M. 24/10/2005. Tale procedura è peraltro in fase di aggiornamento ai sensi del D.M. 18/12/2008.

4.2.2 Tariffe onnicomprensive

Come illustrato al paragrafo 3.2, su richiesta del produttore, per gli impianti qualificati IAFR entrati in esercizio in data successiva al 31 dicembre 2007, di potenza nominale media annua non superiore ad 1 MW, o 200 kW per gli impianti eolici, l'energia netta riconosciuta

all'intervento effettuato immessa nel sistema elettrico può essere incentivata, in alternativa ai certificati verdi, con una tariffa fissa onnicomprensiva (di cui alla Tabella 3 della Legge Finanziaria 2008) di entità variabile a seconda della fonte, per un periodo di 15 anni.

Al termine dei 15 anni l'energia elettrica è remunerata, con le medesime modalità, alle condizioni economiche previste dall'articolo 13 del D.Lgs. 387/2003.

Il diritto di opzione tra i certificati verdi e la tariffa fissa è esercitato all'atto della richiesta di qualifica IAFR presentata al GSE. E' consentito, prima della fine del periodo d'incentivazione, un solo passaggio da un sistema incentivante all'altro; in tal caso la durata del periodo di diritto al nuovo sistema incentivante è ridotta del periodo già fruito con il precedente sistema.

Convenzione per la tariffa onnicomprensiva

Attraverso il portale del GSE può essere presentata istanza per il ritiro dell'energia a tariffa onnicomprensiva.

A seguito dell'invio dell'istanza e della relativa valutazione da parte del GSE, il produttore potrà stampare la copia della convenzione da stipulare con il GSE per il riconoscimento della tariffa onnicomprensiva.

Lo schema di convenzione per il riconoscimento della tariffa onnicomprensiva prevede la possibilità di cessione del credito. Il produttore può anche chiedere la retrocessione dei crediti; a seguito di tale richiesta il GSE provvederà a pagare i crediti residui al titolare originario del credito a decorrere dal secondo mese successivo all'accettazione della retrocessione dei crediti. Sia la cessione che la retrocessione dei crediti devono essere stipulate con scrittura privata, valida agli effetti di legge, da conservarsi agli atti del notaio che ne autentica le sottoscrizioni ai sensi dell'articolo 69 del R.D. 18 novembre 1923, n. 2440, utilizzando i modelli e gli allegati pubblicati sul sito del GSE.

Tempistiche di fatturazione della tariffa onnicomprensiva

Denominato "n" il mese di competenza dell'energia prodotta e immessa in rete, la tempistica è la seguente:

- dal giorno 1 al giorno 15 del mese "n+1" i gestori di rete locali inviano le misure al GSE;
- dal giorno 16 al giorno 25 del mese "n+1" il GSE pubblica i dati di misura sul proprio portale;

- dal giorno di disponibilità delle misure pubblicate all'ultimo giorno del mese, i produttori accedono al portale per accettare o contestare la proposta di fattura predisposta dal GSE.

La tempistica di ricevimento delle misure comporta il fisiologico sfasamento di un mese tra la proposta di fattura per il ritiro dell'energia elettrica e il pagamento dei corrispondenti corrispettivi.



5 LA REMUNERAZIONE DELL'ENERGIA IMMESSA IN RETE

5.1 Ritiro dedicato

Il regime di cessione dell'energia elettrica mediante ritiro dedicato è regolato dalla delibera AEEG 280/2007 (e s.m.i.): *“Modalità e condizioni tecnico-economiche per il ritiro dell'energia elettrica ai sensi dell'articolo 13, commi 3 e 4, del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387/03, e del comma 41 della legge 23 agosto 2004, n. 239/04”*.

Il ritiro dedicato rappresenta una modalità semplificata a disposizione dei produttori per il collocamento sul mercato dell'energia elettrica immessa in rete, alternativa ai contratti bilaterali o alla vendita diretta in borsa.

Il produttore che intenda aderire al regime di ritiro dedicato è tenuto a presentare una apposita istanza e a sottoscrivere una convenzione con il GSE attraverso il sito internet del GSE, sezione “Ritiro dedicato”. A tale indirizzo il produttore potrà, inoltre, trovare tutte le informazioni necessarie e il supporto tecnico utile a portare a termine la domanda.

E' prevista la possibilità di richiedere il ritiro dedicato per l'energia elettrica prodotta dagli impianti:

- di potenza apparente nominale inferiore a 10 MVA alimentati da qualunque fonte;
- di qualsiasi potenza nel caso di fonti rinnovabili non programmabili quali eolica, solare, geotermica, del moto ondoso, maremotrice, idraulica (limitatamente agli impianti ad acqua fluente);
- di potenza apparente nominale uguale o superiore a 10 MVA, alimentati da fonti rinnovabili programmabili purché nella titolarità di un autoproduttore (così come definito dall'articolo 2, comma 2, del D.Lgs. 79/1999).

In sintesi si tratta degli impianti citati dall'articolo 13, commi 3 e 4, del D.Lgs. 387/2003 e all'articolo 1, comma 41, della L. 239/2004.

Corrispettivi del Ritiro dedicato

Per l'accesso al regime di ritiro dedicato il produttore riconosce al GSE un corrispettivo per il recupero dei costi amministrativi pari allo 0,5% del controvalore della remunerazione dell'energia ritirata, fino a un massimo di Euro 3.500 all'anno per impianto.

Per un impianto di potenza attiva nominale superiore a 50 kW il produttore riconosce al GSE un ulteriore corrispettivo per il servizio di aggregazione delle misure attualmente pari a 3,72 Euro/mese per impianto.

Per gli impianti di produzione connessi alla rete elettrica in bassa o media tensione il GSE riconosce al produttore il corrispettivo per il servizio di trasmissione dell'energia elettrica attualmente pari a 0,00388 Euro/kWh.

Per l'energia elettrica immessa in rete e oggetto della convenzione, il GSE riconosce al produttore, per ciascuna ora, il prezzo di mercato riferito alla zona in cui è collocato l'impianto.

Per gli impianti di potenza attiva nominale fino a 1 MW sono stati definiti prezzi minimi garantiti (articolo 7, comma 1, delibera AEEG 280/2007) aggiornati periodicamente dall'AEEG. I prezzi minimi garantiti, richiesti dal produttore alla presentazione dell'istanza, vengono riconosciuti dal GSE limitatamente ai primi 2 milioni di kWh di energia elettrica immessa in rete su base annua. Nel caso in cui al termine di ciascun anno solare la valorizzazione a prezzi minimi garantiti dovesse risultare inferiore a quella ottenibile a prezzi di mercato, il GSE riconoscerà al produttore il relativo conguaglio.

I valori dei prezzi minimi garantiti aggiornati per l'anno 2010 sono i seguenti:

- fino a 500.000 kWh annui, 101,8 €/MWh;
- da oltre 500.000 kWh fino a 1.000.000 kWh annui, 85,8 €/MWh;
- da oltre 1.000.000 kWh fino a 2.000.000 kWh annui, 75,0 €/MWh.

Generalmente il ritiro dedicato è un tipo di vendita "indiretta" dell'energia consigliabile per gli impianti che immettono in rete una quantità di energia sistematicamente superiore al proprio fabbisogno. Si può peraltro notare la tendenziale maggiore redditività dei prezzi minimi garantiti rispetto ai prezzi di mercato. Non va infine dimenticata la maggior semplicità gestionale del ritiro dedicato rispetto alla vendita dell'energia in borsa.

5.2 Scambio sul posto

Lo scambio sul posto è disciplinato dalla delibera AEEG ARG/elt 74/2008 (e s.m.i.): *"Testo integrato delle modalità e delle condizioni tecnico-economiche per lo scambio sul posto (TISP)"*.

Lo scambio sul posto consente di valorizzare l'energia immessa in rete secondo un criterio di compensazione economica con il valore dell'energia prelevata dalla rete.

In termini generali, le condizioni offerte dallo scambio sul posto sono più vantaggiose del ritiro dedicato poiché permettono di remunerare l'energia immessa in rete al valore di mercato dell'energia più il costo unitario variabile dei servizi, associato alla propria bolletta di fornitura, per la quantità di energia elettrica scambiata.

Il servizio di scambio sul posto è regolato su base economica dal GSE in forma di contributo associato alla valorizzazione a prezzi di mercato dell'energia scambiata con la rete.

La disciplina si applica dal 1° gennaio 2009 ai soggetti richiedenti che abbiano la disponibilità o la titolarità di impianti:

- alimentati da fonti rinnovabili di potenza fino a 20 kW;
- alimentati da fonti rinnovabili di potenza fino a 200 kW (se entrati in esercizio dopo il 31 dicembre 2007);
- di cogenerazione ad alto rendimento di potenza fino a 200 kW.

Il GSE riconosce un contributo a favore dell'utente dello scambio, che si configura come ristoro di una parte degli oneri sostenuti per il prelievo di energia elettrica dalla rete. Ai fini del calcolo del contributo, da determinarsi su base annua solare, viene presa in considerazione:

- la quantità di energia elettrica scambiata con la rete (l'ammontare minimo tra energia immessa e prelevata dalla rete nel periodo di riferimento);
- il controvalore in Euro dell'energia elettrica immessa in rete;
- il valore in Euro dell'onere di prelievo sostenuto per l'approvvigionamento dell'energia prelevata dalla rete, suddiviso in onere energia e onere servizi.

In particolare il contributo erogato dal GSE all'utente dello scambio sul posto (USSP) prevede:

- il riconoscimento del valore minimo tra l'onere energia e il controvalore in Euro dell'energia elettrica immessa in rete;
- il ristoro dell'onere servizi limitatamente all'energia scambiata con la rete.

Nel caso in cui il controvalore dell'energia immessa in rete risultasse superiore all'onere energia sostenuto dall'utente dello scambio, il saldo relativo viene registrato a credito dell'utente medesimo che può utilizzarlo per compensare l'onere energia degli anni successivi oppure chiederne la liquidazione economica.

I produttori che intendano aderire al regime di scambio sul posto devono presentare una apposita istanza al GSE mediante portale informatico.

In particolare il soggetto deve accedere al sito internet del GSE, sezione “Scambio sul posto”, e seguire la procedura guidata di registrazione per l'invio di informazioni tecniche, commerciali e amministrative.

Ai fini della sottoscrizione della convenzione, il punto di prelievo e il punto di immissione devono coincidere, ad eccezione del caso in cui gli impianti siano alimentati da fonti rinnovabili e:

- l'utente dello scambio sul posto sia un Comune, proprietario degli impianti, con popolazione fino a 20.000 residenti;
- l'utente dello scambio sul posto sia il Ministero della Difesa, senza limiti di potenza.

Il contributo in conto scambio viene calcolato dal GSE trimestralmente in acconto e viene corrisposto quando l'importo supera la soglia minima di 100 Euro. Su base annuale viene calcolato e corrisposto il conguaglio del contributo in conto scambio maturato in corso d'anno, senza l'applicazione di alcuna soglia minima per il pagamento.

Il GSE, inoltre, eroga un contributo pari a 50 Euro per ogni kW di potenza dell'impianto entro i trenta giorni successivi al termine del trimestre in cui è avvenuta la stipula della convenzione per lo scambio sul posto. Il predetto contributo viene gradualmente riassorbito con i successivi acconti e conguagli.

Il sistema predisposto dal GSE prevede che la regolazione di ogni aspetto del rapporto di scambio sul posto, ivi incluse l'emissione delle eventuali fatture o note di pagamento, avvenga unicamente attraverso il portale informatico a disposizione degli utenti dello scambio.

In generale, il servizio di scambio sul posto produce un effetto vantaggioso qualora, su base annua, la valorizzazione dell'energia elettrica immessa in rete si compensi totalmente con l'onere energia associato ai quantitativi di energia elettrica prelevata dalla rete; inoltre, per la totalità dell'energia elettrica scambiata con la rete, l'utente dello scambio vede ristorati dal GSE i costi sostenuti per l'utilizzo della rete in termini di servizi di trasporto, di dispacciamento e, per i soli utenti titolari di impianti alimentati da fonti rinnovabili, degli oneri generali di sistema.

6 LE VERIFICHE SUGLI IMPIANTI A FONTI RINNOVABILI

Il GSE è il soggetto incaricato di verificare la sussistenza dei requisiti per il riconoscimento della qualifica degli impianti alimentati da fonti rinnovabili e per il rilascio degli incentivi, nel rispetto della normativa di riferimento.

Ai sensi dell'art. 18 comma 1 del D.M. 18/12/2008, il GSE espleta tale compito anche attraverso verifiche sugli impianti.

I sopralluoghi possono essere condotti sia sugli impianti per i quali è in corso l'istruttoria di qualifica, al fine di definirne l'esito, sia su impianti già qualificati, per controllare la rispondenza degli interventi effettuati con quelli per i quali è stata rilasciata la qualifica su base documentale.

Anche nell'ambito del ritiro dedicato e dello scambio sul posto il GSE ha la facoltà di effettuare verifiche sugli impianti, direttamente o tramite terzi dallo stesso debitamente autorizzati, al fine di accertare la veridicità delle informazioni e dei dati trasmessi in fase di stipula della convenzione.

Il GSE comunica in anticipo ai produttori interessati la data del sopralluogo sugli impianti; nell'ambito di tali sopralluoghi i soggetti responsabili degli impianti devono adottare tutti i provvedimenti necessari affinché le suddette verifiche si svolgano in condizioni permanenti di igiene e sicurezza nel rispetto della normativa vigente.

Ogni eventuale situazione anomala riscontrata dal GSE in sede di verifica è segnalata all'AEEG per l'adozione dei provvedimenti di propria competenza.

7 LA CONNESSIONE ALLA RETE E LA MISURA DELL'ENERGIA

7.1 La connessione dell'impianto alla rete elettrica

La direttiva 2003/54/CE ha stabilito che le condizioni di connessione dei nuovi produttori di energia elettrica siano obiettive, trasparenti e non discriminatorie e che tengano pienamente conto dei costi e dei vantaggi delle diverse tecnologie basate sulle fonti energetiche rinnovabili.

L'AEEG ha regolato le condizioni procedurali, economiche e tecniche per l'erogazione del servizio di connessione di impianti di produzione di energia elettrica alle reti con obbligo di connessione di terzi nell'Allegato A della delibera AEEG ARG/elt 99/08 recante *“Testo integrato delle condizioni tecniche ed economiche per la connessione alle reti elettriche con obbligo di connessione di terzi degli impianti di produzione di energia elettrica (TICA)”*; tali disposizioni sono entrate in vigore dal 1° gennaio 2009 e si riferiscono a richieste di connessione presentate a partire da tale data.

Le richieste sono riferite al valore della potenza in immissione richiesta al termine del processo di connessione e, si noti bene, non alla potenza dell'impianto. La potenza in immissione richiesta è il valore della potenza complessivamente disponibile per l'immissione di energia.

Le richieste di connessione per potenza in immissione inferiore a 10.000 kW vanno presentate all'impresa distributrice competente nell'ambito territoriale; quelle per potenza in immissione uguale o maggiore a 10.000 kW vanno presentate a Terna.

Le richieste vanno effettuate secondo un modello standard elaborato dai gestori di rete.

Il richiedente può indicare un punto esistente sulla rete al quale dovrà riferirsi il gestore di rete per la determinazione del preventivo per la connessione.

Alla presentazione della richiesta di connessione, il richiedente è tenuto a versare un corrispettivo per l'ottenimento del preventivo. Tale corrispettivo è definito per fasce di potenza in immissione come di seguito indicato:

Corrispettivo	Potenza richiesta in immissione
100 Euro	fino a 50 kW
200 Euro	superiore a 50 kW e fino a 100 kW
500 Euro	superiore a 100 kW e fino a 500 kW
1.500 Euro	superiore a 500 kW e fino a 1.000 kW
2.500 Euro	superiore a 1.000 kW

Il servizio di connessione è erogato in bassa tensione per potenze in immissione richieste fino a 100 kW, mentre è erogato in media tensione per potenze in immissione fino a 6.000 kW.

Il livello di tensione di erogazione del servizio non individua per forza il valore della tensione dell'impianto di rete per la connessione. Ciò significa che, ad esempio, per l'erogazione del servizio in bassa tensione l'impianto di rete potrebbe essere realizzato in media tensione con il vincolo, però, che sia realizzata dall'impresa distributrice una cabina di trasformazione media/bassa tensione in maniera che l'utente sia connesso in bassa tensione.

Per connessioni in bassa e media tensione, il tempo di messa a disposizione del preventivo per la connessione, a partire dalla data di ricevimento della richiesta, è pari al massimo a:

- 20 giorni lavorativi per potenze in immissione richieste fino a 100 kW;
- 45 giorni lavorativi per potenze in immissione richieste superiori a 100 kW e fino a 1.000 kW;
- 60 giorni lavorativi per potenze in immissione richieste superiori a 1.000 kW.

Il preventivo ha validità di 45 giorni lavorativi e deve evidenziare i costi necessari per la realizzazione.

Un controvalore economico pari al 30% del costo totale della connessione deve essere versato dal richiedente all'atto di accettazione del preventivo, mentre il restante 70% deve essere versato dopo la realizzazione delle opere necessarie presso il punto di connessione.

Il tempo di realizzazione della connessione è pari a 30 giorni lavorativi, nel caso di lavori semplici, e a 90 giorni lavorativi, nel caso di lavori complessi, aumentato di 15 giorni lavorativi per ogni km di linea da realizzare in media tensione eccedente il primo km.

Nel caso d'impianti alimentati da fonti rinnovabili, il corrispettivo per la connessione è calcolato convenzionalmente ed espresso in euro, pari al minor valore tra:

$$A \text{ (euro)} = CP_A \times P + CM_A \times P \times D_A + 100$$

e

$$B \text{ (euro)} = CP_B \times P + CM_B \times P \times D_B + 6.000$$

dove:

$$CP_A = 35 \text{ €/kW}$$

$$CM_A = 90 \text{ €/(kW km)}$$

$$CP_B = 4 \text{ €/kW}$$

$$CM_B = 7,5 \text{ € (kW km)}$$

P = potenza ai fini della connessione espressa in kW

D_A = distanza in linea d'aria tra il punto di connessione e la più vicina cabina di trasformazione media/bassa tensione dell'impresa distributrice in servizio da almeno 5 anni espressa in km

D_B = distanza in linea d'aria tra il punto di connessione e la più vicina stazione di trasformazione alta/media tensione dell'impresa distributrice in servizio da almeno 5 anni espressa in km

Le imprese distributrici trattano in via prioritaria le richieste di connessione e la realizzazione delle connessioni di impianti di produzione alimentati da fonti rinnovabili e gli impianti cogenerativi ad alto rendimento rispetto agli impianti tradizionali.

L'impresa distributrice è tenuta a versare, salvo cause di forza maggiore o cause imputabili al richiedente, un indennizzo automatico pari a 20 € per ogni giorno lavorativo di ritardo nei seguenti casi:

- ritardo di messa a disposizione del preventivo;
- ritardo di messa a disposizione dell'eventuale preventivo aggiornato a seguito dell'ottenimento delle autorizzazioni;
- ritardo di presentazione di eventuali richieste di autorizzazione in capo all'impresa distributrice;
- ritardo nella messa a disposizione delle informazioni necessarie alla predisposizione della documentazione da presentare nell'ambito del procedimento autorizzativo;
- ritardo nell'invio al richiedente, nel caso si avvalga della facoltà di realizzazione in proprio dell'impianto per la connessione, degli elementi necessari alla realizzazione della connessione secondo gli standard realizzativi;
- ritardo nell'effettuare il collaudo per la messa in esercizio dell'impianto di rete, nel caso in cui il richiedente si avvalga della facoltà di realizzazione in proprio dell'impianto per la connessione.

L'impresa distributrice è tenuta a versare, salvo cause di forza maggiore o cause imputabili al richiedente, un indennizzo automatico pari al maggior valore tra il 5% del totale del corrispettivo per la connessione e l'importo pari a 20 € per ogni giorno lavorativo di ritardo della realizzazione della connessione fino a un massimo di 120 giorni lavorativi.

Sono previste delle procedure sostitutive in caso d'inerzia, da parte del gestore di rete, per la connessione di impianti alimentati da fonti rinnovabili.

Per le connessioni in alta e altissima tensione, i gestori di rete trasmettono all'AEEG e pubblicano le modalità e condizioni contrattuali (MCC) per l'erogazione del servizio di connessione. Le MCC definiscono le soluzioni tecniche convenzionali adottate dal gestore di rete per la realizzazione della connessione, le modalità e i tempi di risposta relativi alle varie richieste, le modalità di pagamento dei corrispettivi di connessione e di determinazione dei corrispettivi a copertura dei costi sostenuti dal gestore di rete per la gestione dell'iter autorizzativo.

Sono previste condizioni semplificate e corrispettivi ridotti nel caso di impianti alimentati da fonti rinnovabili. Gli sconti applicati agli impianti alimentati da fonti rinnovabili non comportano minori ricavi per i gestori di rete in quanto la parte dei corrispettivi non applicata ai produttori viene posta a carico del conto per nuovi impianti alimentati da fonti rinnovabili e assimilate, alimentato dalla componente tariffaria A3.

7.2 La misura dell'energia

7.2.1 La misura dell'energia immessa e prelevata

Il testo di riferimento in merito alla misura dell'energia è la delibera AEEG 348/2007 (e s.m.i.) *“Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica – TIT”*.

Il servizio di misura si articola nelle attività di installazione e manutenzione, raccolta, registrazione e validazione delle misure.

Il TIT definisce le responsabilità del servizio nel seguente modo:

- per i punti di prelievo il responsabile dell'installazione e manutenzione dei misuratori è l'impresa distributrice; per i punti di immissione il responsabile è il soggetto titolare dell'impianto;
- per i punti di prelievo il responsabile delle attività di raccolta, registrazione e validazione delle misure è l'impresa distributrice; per i punti di immissione il responsabile è il gestore di rete.

Al fine dell'attribuzione delle responsabilità di cui sopra, i punti di connessione si distinguono nel modo seguente:

- un punto di connessione viene considerato punto di immissione quando è asservito ad un impianto di produzione e i prelievi di energia dalla rete sono finalizzati esclusivamente alla produzione di energia;
- in tutti gli altri casi il punto di connessione viene considerato punto di prelievo.

Nel caso di impianti di produzione di energia elettrica installati su un punto di connessione tramite il quale vi sono prelievi imputabili ad utenze diverse dagli ausiliari di centrale, sul punto di connessione dovrà essere installato da parte dell'impresa distributrice competente un unico misuratore bidirezionale.

La medesima impresa distributrice sarà responsabile della manutenzione del misuratore, nonché della raccolta e della validazione e registrazione delle misure dell'energia elettrica immessa e prelevata.

Nel Testo Integrato del Trasporto, nell'ambito del servizio di misura, sono definite le tariffe per lo svolgimento dei servizi da parte delle imprese distributrici e/o dei gestori di rete.

I misuratori relativi ad impianti di produzione di energia elettrica connessi a reti in altissima, alta e media tensione, devono soddisfare le caratteristiche prescritte nell'articolo 22, comma 22.2, del TIT:

- consentire la rilevazione e la registrazione, per ciascuna ora, della potenza prelevata e dell'energia elettrica attiva e reattiva immesse e prelevate nei punti di immissione e di prelievo;
- essere provvisti di un sistema di segnalazione automatica di eventuali irregolarità del proprio funzionamento;
- consentire al soggetto nella cui disponibilità si trova il sito in cui è installato il misuratore l'accesso alle rilevazioni e alle registrazioni, con le stesse modalità e indipendentemente dall'accesso alle medesime rilevazioni e registrazioni da parte del soggetto di cui al comma 21.2;

- essere predisposti per l'installazione, su richiesta del soggetto nella cui disponibilità si trova il sito in cui i misuratori medesimi sono installati e a spese di quest'ultimo, di dispositivi per il monitoraggio delle immissioni e dei prelievi di energia elettrica.

Con riferimento ai misuratori installati su punti di connessione in bassa tensione valgono le disposizioni di cui ai commi 2.3, 2.4, 9.2 e 9.3 dell'Allegato A alla delibera AEEG ARG/elt 178/2008.

Nel caso di punti di connessione utilizzati esclusivamente per immettere energia elettrica e per prelevare l'energia elettrica necessaria ad alimentare i servizi ausiliari (punti di immissione "puri") è fatto obbligo ai produttori di installare i misuratori bidirezionali previsti dalla delibera AEEG 292/2006. In caso contrario tale obbligo ricade sull'impresa distributrice.

7.2.2 La misura dell'energia prodotta

L'AEEG ha definito con la Delibera AEEG 88/2007 (modificata e integrata con la Delibera AEEG 150/08) le *"Disposizioni in materia di misura dell'energia elettrica prodotta da impianti di generazione"*.

In particolare tale provvedimento reca disposizioni relative al servizio di misura dell'energia elettrica prodotta da impianti di generazione (di qualsiasi potenza) limitatamente ai casi in cui tale misura risulti funzionale all'attuazione di una disposizione normativa (ad es. rilascio CV, Conto Energia, ritiro dedicato, scambio sul posto).

Le responsabilità del servizio di misura dell'energia elettrica prodotta da impianti di generazione e i relativi eventuali corrispettivi, a carico del soggetto titolare dell'impianto, sono definite secondo questo schema :

- il responsabile del servizio di misura dell'energia elettrica prodotta da impianti di potenza nominale non superiore a 20 kW è il gestore di rete; il corrispettivo a copertura di tale attività per il periodo regolatorio (2008-2011) è pari alla componente tariffaria MIS1 prevista per la bassa tensione come riportato nell'Allegato A al Testo Integrato della delibera AEEG 348/07;
- il responsabile del servizio di misura dell'energia elettrica prodotta da impianti di potenza nominale superiore a 20 kW è il produttore, il quale ha la facoltà di avvalersi

del gestore di rete pur mantenendo la responsabilità di tale servizio; il corrispettivo a copertura di tale eventuale attività di "fornitore di servizio" offerto dal gestore di rete è definito dal medesimo che pubblica e rende note le metodologie di calcolo e le seguenti voci di costo di detto corrispettivo: approvvigionamento e installazione dell'apparecchiatura di misura, manutenzione dell'apparecchiatura di misura, rilevazione e registrazione delle misure.

Il posizionamento delle apparecchiature di misura è concordato con il produttore sulla base di scelte razionali e nel rispetto dei seguenti requisiti minimi:

- per impianti fotovoltaici: il più vicino possibile all'inverter e comunque, ai sensi del D.M. 19/2/2007, l'energia elettrica prodotta viene misurata all'uscita del medesimo inverter, ivi incluso l'eventuale trasformatore, prima che essa sia resa disponibile alle utenze elettriche del soggetto responsabile e/o immessa nella rete elettrica;
- per impianti diversi da fotovoltaici: il più vicino possibile ai morsetti del generatore e comunque a valle dei servizi ausiliari;
- all'interno della proprietà del produttore o al confine di tale proprietà secondo quanto indicato dal produttore;
- deve assicurare al gestore di rete lo svolgimento dei propri obblighi in sicurezza secondo la legislazione vigente;
- deve avere in dotazione opportuni dispositivi anti-frode.

Inoltre le apparecchiature di misura devono:

- essere in grado di rilevare la misura di energia prodotta su base oraria;
- essere dotate di dispositivi per l'interrogazione e acquisizione per via telematica delle misure da parte dei gestori di rete.

8 L'ITER AUTORIZZATIVO

L'art. 12 del D.Lgs. 387/2003 affronta la questione della razionalizzazione e semplificazione delle procedure autorizzative per gli impianti alimentati a fonti rinnovabili e le infrastrutture connesse.

Si ritiene utile riportare integralmente l'articolo nella sua versione vigente (l'articolo è stato modificato più volte: dal D.Lgs. 152/2006, dalla L. 244/2007 e dalla L. 99/2009).

<< 1. Le opere per la realizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili, nonché le opere connesse e le infrastrutture indispensabili alla costruzione e all'esercizio degli stessi impianti, autorizzate ai sensi del comma 3, sono di pubblica utilità ed indifferibili ed urgenti.

2. Restano ferme le procedure di competenza del Ministero dell'interno vigenti per le attività soggette ai controlli di prevenzione incendi.

3. La costruzione e l'esercizio degli impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili, gli interventi di modifica, potenziamento, rifacimento totale o parziale e riattivazione, come definiti dalla normativa vigente, nonché le opere connesse e le infrastrutture indispensabili alla costruzione e all'esercizio degli impianti stessi, sono soggetti ad una autorizzazione unica, rilasciata dalla regione o dalle province delegate dalla regione, nel rispetto delle normative vigenti in materia di tutela dell'ambiente, di tutela del paesaggio e del patrimonio storico-artistico, che costituisce, ove occorra, variante allo strumento urbanistico. A tal fine la Conferenza dei servizi è convocata dalla regione entro trenta giorni dal ricevimento della domanda di autorizzazione. Resta fermo il pagamento del diritto annuale di cui all'articolo 63, commi 3 e 4, del testo unico delle disposizioni legislative concernenti le imposte sulla produzione e sui consumi e relative sanzioni penali e amministrative, di cui al decreto legislativo 26 ottobre 1995, n. 504, e successive modificazioni. Per gli impianti offshore l'autorizzazione è rilasciata dal Ministero dei trasporti, sentiti il Ministero dello sviluppo economico e il Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, con le modalità di cui al comma 4 e previa concessione d'uso del demanio marittimo da parte della competente autorità marittima.

4. L'autorizzazione di cui al comma 3 è rilasciata a seguito di un procedimento unico, al quale partecipano tutte le Amministrazioni interessate, svolto nel rispetto dei principi di semplificazione e con le modalità stabilite dalla legge 7 agosto 1990, n. 241, e successive modificazioni e integrazioni. Il rilascio dell'autorizzazione costituisce titolo a costruire ed esercire l'impianto in conformità al progetto approvato e deve contenere, l'obbligo alla rimessa in pristino dello stato dei luoghi a carico del soggetto esercente a seguito della dismissione dell'impianto o, per gli impianti idroelettrici, l'obbligo alla esecuzione di misure di reinserimento e recupero ambientale. Il termine massimo per la conclusione del procedimento di cui al presente comma non può comunque essere superiore a centottanta giorni.

4-bis. Per la realizzazione di impianti alimentati a biomassa e per impianti fotovoltaici, ferme restando la pubblica utilità e le procedure conseguenti per le opere connesse, il proponente deve dimostrare nel corso del procedimento, e comunque prima dell'autorizzazione, la disponibilità del suolo su cui realizzare l'impianto.

5. All'installazione degli impianti di fonte rinnovabile di cui all'articolo 2, comma 1, lettere b) e c)³⁴ per i quali non è previsto il rilascio di alcuna autorizzazione, non si applicano le procedure di cui ai commi 3 e 4. Ai medesimi impianti, quando la capacità di generazione sia inferiore alle soglie individuate dalla tabella A [...], con riferimento alla specifica fonte, si applica la disciplina della denuncia di inizio attività di cui agli articoli 22 e 23 del testo unico di cui al decreto del Presidente della Repubblica 6 giugno 2001, n. 380, e successive modificazioni. Con decreto del Ministro dello sviluppo economico, di concerto con il Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, d'intesa con la Conferenza unificata di cui all'articolo 8 del decreto legislativo 28 agosto 1997, n. 281, e successive modificazioni, possono essere individuate maggiori soglie di capacità di generazione e caratteristiche dei siti di installazione per i quali si procede con la medesima disciplina della denuncia di inizio attività.

³⁴ Art. 2. Definizioni:

b) impianti alimentati da fonti rinnovabili programmabili: impianti alimentati dalle biomasse e dalla fonte idraulica, ad esclusione, per quest'ultima fonte, degli impianti ad acqua fluente, nonché gli impianti ibridi, di cui alla lettera d);

c) impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili o comunque non assegnabili ai servizi di regolazione di punta: impianti alimentati dalle fonti rinnovabili che non rientrano tra quelli di cui alla lettera b);

d) centrali ibride: centrali che producono energia elettrica utilizzando sia fonti non rinnovabili, sia fonti rinnovabili, ivi inclusi gli impianti di co-combustione, vale a dire gli impianti che producono energia elettrica mediante combustione di fonti non rinnovabili e di fonti rinnovabili;

Tabella A

Fonte	Soglie
1 - Eolica	60 kW
2 - Solare fotovoltaica	20 kW
3 - Idraulica	100 kW
4 - Biomasse	200 kW
5 - Gas di discarica, gas residuati dai processi di depurazione e biogas	250 kW

6. L'autorizzazione non può essere subordinata né prevedere misure di compensazione a favore delle regioni e delle province.

7. Gli impianti di produzione di energia elettrica, di cui all'articolo 2, comma 1, lettere b) e c), possono essere ubicati anche in zone classificate agricole dai vigenti piani urbanistici. Nell'ubicazione si dovrà tenere conto delle disposizioni in materia di sostegno nel settore agricolo, con particolare riferimento alla valorizzazione delle tradizioni agroalimentari locali, alla tutela della biodiversità, così come del patrimonio culturale e del paesaggio rurale di cui alla legge 5 marzo 2001, n. 57, articoli 7 e 8, nonché del decreto legislativo 18 maggio 2001, n. 228, articolo 14.

9. Le disposizioni di cui ai precedenti commi si applicano anche in assenza della ripartizione di cui all'articolo 10, commi 1 e 2, nonché di quanto disposto al comma 10.

10. In Conferenza unificata, su proposta del Ministro delle attività produttive, di concerto con il Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del Ministro per i beni e le attività culturali, si approvano le linee guida per lo svolgimento del procedimento di cui al comma 3. Tali linee guida sono volte, in particolare, ad assicurare un corretto inserimento degli impianti, con specifico riguardo agli impianti eolici, nel paesaggio. In attuazione di tali linee guida, le regioni possono procedere alla indicazione di aree e siti non idonei alla installazione di specifiche tipologie di impianti. Le regioni adeguano le rispettive discipline entro novanta giorni dalla data di entrata in vigore delle linee guida. In caso di mancato adeguamento entro il predetto termine, si applicano le linee guida nazionali. >>

Per quanto riguarda la previsione del comma 10, si fa presente che le linee guida ivi citate sono giunte nella fase finale del processo di concertazione tra i Ministeri competenti e le Regioni.

Ulteriori misure di semplificazione e razionalizzazione sono state introdotte dal D.Lgs. 115/2008 che, all'articolo 11, ha chiarito che per singoli generatori eolici di altezza complessiva non superiore a 1,5 metri e diametro non superiore a 1 metro non si applica la disciplina della denuncia di inizio attività ma è sufficiente una semplice comunicazione.

In ultimo, la Legge 99/2009, all'articolo 27 comma 20, ha stabilito che anche l'installazione e l'esercizio di unità di microgenerazione (non superiore a 50 kW) è assoggettata alla sola comunicazione ai sensi del D.P.R. 380/2001 da presentare all'autorità competente, mentre l'installazione e l'esercizio di unità di piccola cogenerazione (non superiori a 1 MW) sono assoggettati alla disciplina della denuncia di inizio attività.



9 GLI IMPIANTI A FONTI RINNOVABILI³⁵

9.1 Impianti idroelettrici

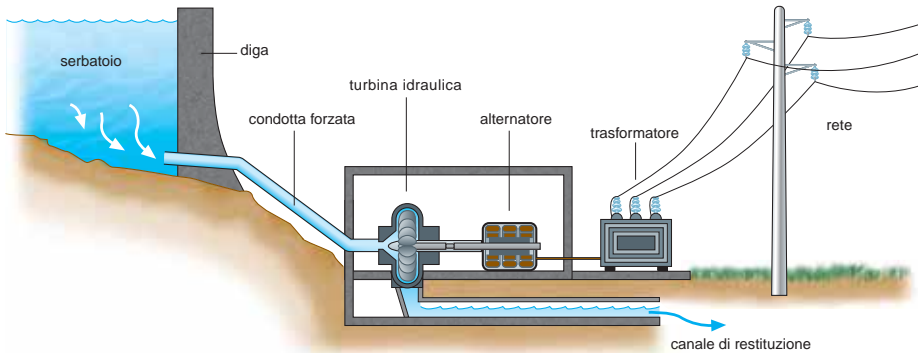


Figura 9.1 - Schema esemplificativo di un impianto idroelettrico a serbatoio

Un impianto idroelettrico, sfruttando un dislivello topografico trasforma l'energia potenziale dell'acqua in energia meccanica di rotazione della turbina idraulica, che viene convertita in energia elettrica tramite il generatore.

La potenza erogata dagli impianti idroelettrici dipende dall'entità del dislivello e dalla portata d'acqua.

Un impianto idroelettrico è generalmente costituito da opere civili e idrauliche (diga o traversa di sbarramento, sistema di presa, vasca di carico, opere di convogliamento e di restituzione, condotte forzate, edificio della centrale) e da macchinari elettromeccanici (turbine idrauliche, generatori, quadri elettrici, sistemi di comando).

Possono aversi impianti a serbatoio, a bacino o ad acqua fluente.

Gli impianti a bacino o a serbatoio sono provvisti di una capacità di invaso naturale o artificiale e sono in grado di regolare gli afflussi; data la loro facilità di arresto/avvio nel giro di pochi minuti, possono anche essere utilizzati come accumulatori di energia per coprire il carico durante il periodo di maggiore richiesta di potenza.

³⁵ Esclusi gli impianti fotovoltaici.

I serbatoi sono classificati come “serbatoi di regolazione stagionale” se la durata di invaso³⁶ è maggiore o uguale a 400 ore; gli impianti ad essi collegati sono classificati come impianti a serbatoio.

Gli invasi sono invece denominati “bacini di modulazione settimanale o giornaliera” se hanno una durata di invaso minore di 400 ore e maggiore di 2; gli impianti ad essi correlati sono quindi classificati impianti a bacino.

Gli impianti ad acqua fluente utilizzano direttamente la portata utile disponibile nell'alveo del corso d'acqua senza possibilità di regolazione della portata.

Una tipologia recente di tecnologia idroelettrica è rappresentata dagli impianti inseriti nei sistemi acquedottistici.



³⁶ La durata di invaso di un serbatoio è il tempo necessario per fornire al serbatoio stesso un volume d'acqua pari alla sua capacità utile.

9.2 Impianti eolici

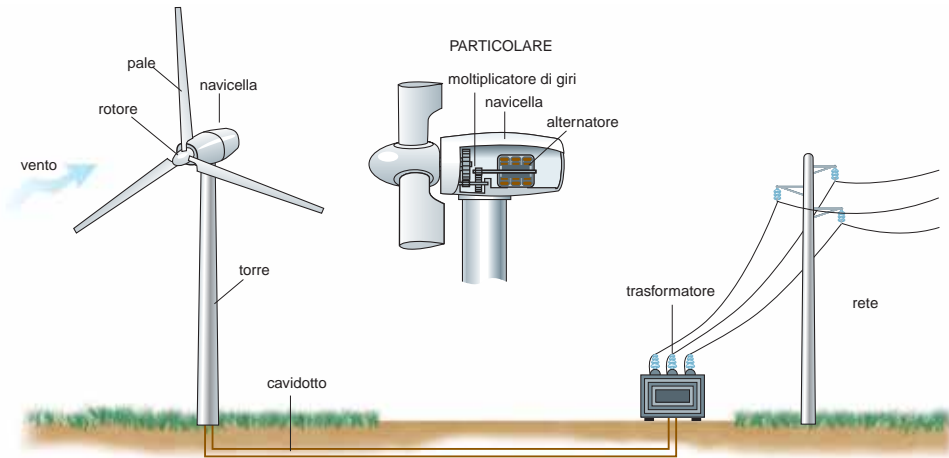


Figura 9.2 - Schema esemplificativo di un impianto eolico

Un impianto eolico è costituito da uno o più generatori eolici che trasformano l'energia cinetica del vento in energia elettrica.

Il vento fa ruotare un rotore, normalmente dotato di due o tre pale e collegato a un asse orizzontale o verticale.

La rotazione è successivamente trasferita, attraverso un moltiplicatore di giri, a un generatore elettrico e l'energia prodotta, dopo essere stata adeguatamente trasformata, viene immessa nella rete elettrica.

Le turbine eoliche sono montate su una torre, sufficientemente alta per catturare maggiore energia dal vento ed evitare la turbolenza creata dal terreno o da eventuali ostacoli.

La caratterizzazione della ventosità di un sito rappresenta un fattore critico e determinante per decidere la concreta fattibilità dell'impianto. Infatti, tenuto conto che la produzione di energia elettrica degli impianti eolici risulta proporzionale al cubo della velocità del vento, piccole differenze nella previsione delle caratteristiche anemometriche del sito possono tradursi in notevoli differenze di energia realmente producibile.

Le turbine eoliche possono suddividersi in classi di diversa potenza, in relazione ad alcune dimensioni caratteristiche:

- generatori eolici di piccola taglia (1-100 kW): diametro del rotore, 1-20 m; altezza torre, 10–30 m;
- generatori eolici di media taglia (100–800 kW): diametro rotore, 20–50 m; altezza torre, 30–50 m;
- generatori eolici di grande taglia (maggiori di 1000 kW): diametro rotore, 55–80 m; altezza torre, 60–120 m.

I generatori eolici di piccola taglia possono essere utilizzati per produrre energia elettrica per singole utenze o gruppi di utenze, collegati alla rete elettrica in bassa tensione. Le macchine di media e grande taglia sono utilizzate prevalentemente per realizzare centrali eoliche anche dette *wind farm*.



9.3 Impianti geotermoelettrici

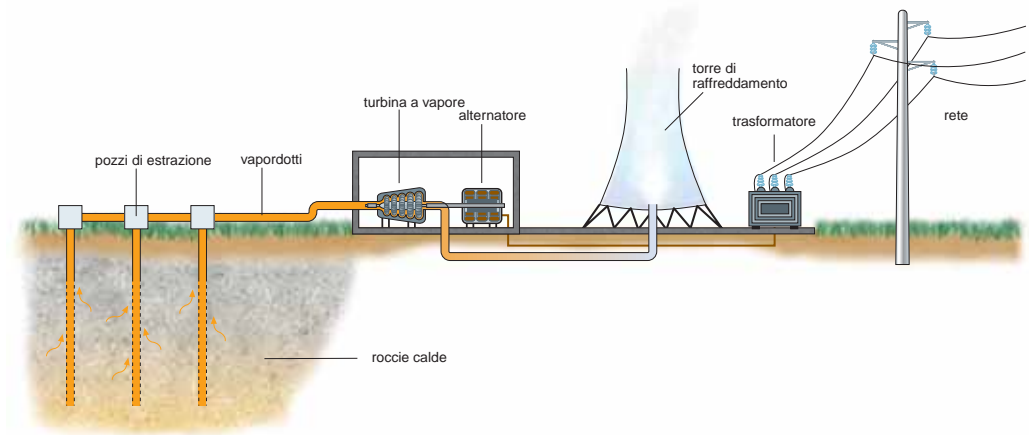


Figura 9.3 - Schema esemplificativo di un impianto geotermoelettrico

Un impianto geotermoelettrico ha la funzione di trasformare in energia elettrica l'energia termica presente nel fluido geotermico, costituito da vapore d'acqua oppure da una miscela di acqua e vapore che si forma grazie al contatto dell'acqua con strati di roccia calda.

La peculiarità dei bacini geotermici sfruttati da tali impianti è dovuta al fatto che il fluido geotermico è disponibile (a condizioni di temperatura e pressione sufficienti) a profondità relativamente modeste (da poche decine di metri fino a qualche migliaio di metri) in corrispondenza di anomalie termiche della crosta terrestre.

Generalmente un impianto geotermoelettrico è costituito dai seguenti componenti:

- uno o più pozzi, collegati al sistema di raccolta, trattamento e convogliamento del fluido geotermico fino all'impianto di produzione dell'energia elettrica;
- sistema di produzione dell'energia elettrica;
- sistema di trattamento del vapore;
- sistema di reiniezione dell'acqua nel bacino geotermoelettrico.

Sono in genere presenti sistemi di abbattimento di alcuni composti presenti nei gas incondensabili al fine di limitare l'impatto ambientale dell'impianto.

Le emissioni in atmosfera di questi tipi di impianti dipendono dalle caratteristiche del fluido geotermico ma, per unità di energia prodotta, sono comunque decisamente inferiori a quelle derivanti da impianti alimentati con combustibile fossile.



9.4 Impianti a biogas

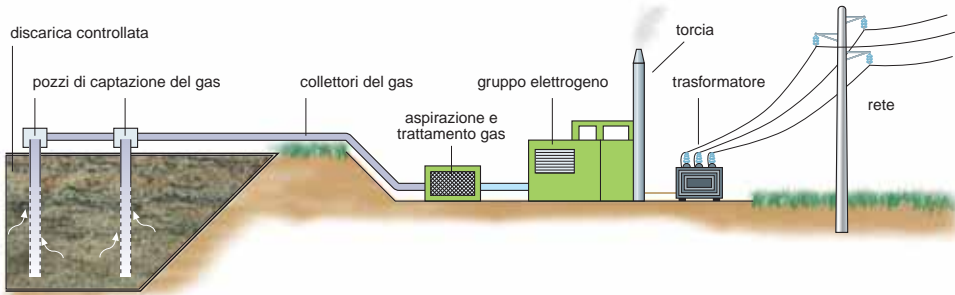


Figura 9.4 - Schema esemplificativo di un impianto a biogas da discarica

Il biogas, costituito prevalentemente da metano e anidride carbonica, si origina in seguito a un processo batterico di fermentazione anaerobica di materiale organico di origine vegetale e animale.

Esiste una molteplicità di matrici organiche da cui il biogas può essere prodotto: rifiuti conferiti in discarica, frazione organica dei rifiuti urbani, fanghi di depurazione, deiezioni animali, scarti di macellazione, scarti organici agro-industriali, residui colturali, colture energetiche, etc.

Il biogas ha un buon potere calorifico dato l'elevato contenuto in metano, per cui si presta ad una valorizzazione energetica per combustione diretta, attuata in caldaia per sola produzione di calore, o in motori accoppiati a generatori per la produzione di sola energia elettrica o per la cogenerazione di energia elettrica e calore.

Gli impianti termoelettrici alimentati da biogas compiono quindi la conversione dell'energia termica contenuta nel biogas in energia elettrica.

Nel caso, molto comune, di impianti alimentati da biogas prodotto dalle discariche controllate di rifiuti urbani, le parti principali dell'impianto sono le seguenti:

- sistema di estrazione del biogas da discarica, tramite pozzi di captazione;
- sistema di aspirazione e condizionamento del biogas da discarica;
- sistema di produzione dell'energia elettrica (gruppi elettrogeni).

Nel caso dei biogas non derivanti da discarica, lo schema impiantistico generalmente prevede, al posto della sezione di estrazione, una sezione di fermentazione atta a produrre

il biogas (digestore) e una sezione di raccolta del biogas (gasometro), poi inviato ai gruppi elettrogeni per produrre energia elettrica.



9.5 Impianti a biomasse

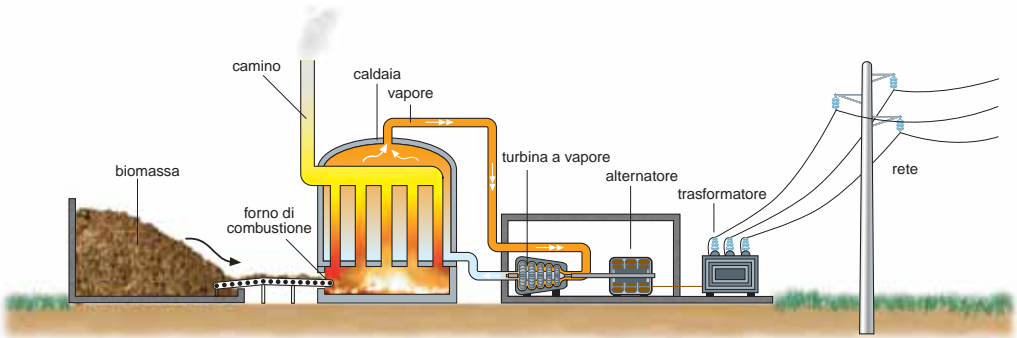


Figura 9.5 - Schema esemplificativo di un impianto termoelettrico a biomasse

Ai sensi della legislazione comunitaria (Dir. 2009/28/CE) e nazionale (D.Lgs. 387/2003) sull'incentivazione delle fonti rinnovabili, con il termine "biomassa" deve intendersi *"la parte biodegradabile dei prodotti, rifiuti e residui provenienti dall'agricoltura (comprendente sostanze vegetali e animali) e dalla silvicoltura e dalle industrie connesse, nonché la parte biodegradabile dei rifiuti industriali e urbani"*.

La definizione include una vastissima gamma di materiali, vergini o residuati di lavorazioni agricole e industriali, solidi e liquidi, con un ampio spettro di poteri calorifici. In funzione della tipologia di biomassa e quindi della tecnologia più appropriata per la relativa valorizzazione energetica, così come secondo la taglia di interesse e degli usi finali dell'energia prodotta, termici e/o elettrici, è possibile scegliere tra una pluralità di soluzioni impiantistiche. La combustione diretta della biomassa, in caldaie apposite, ne comporta un'ossidazione totale ad alta temperatura. Essa può essere condotta secondo differenti tecnologie: in sospensione, su forni a griglia fissa o mobile, su letto fluido.

Gassificazione, pirolisi e carbonizzazione sono processi che comportano invece un'ossidazione parziale della biomassa, in modo da ottenere sottoprodotti solidi, liquidi e gassosi, più puri rispetto alla fonte di partenza, che possono poi essere combustiti completamente in un passaggio successivo.

Le centrali termoelettriche alimentate da biomasse solide o liquide compiono la conversione dell'energia termica contenuta nella biomassa in energia elettrica.

Le taglie delle centrali possono variare dalle medie centrali termoelettriche alimentate da biomasse solide, solitamente da cippato di legno, sino ai piccoli gruppi elettrogeni alimentati da biocombustibili liquidi.

Al di là di una fase preliminare di trattamento della biomassa, gli impianti termoelettrici alimentati a biomasse possono essere anche abbastanza simili a quelli alimentati con combustibili tradizionali e, come per questi, è possibile avere differenti cicli termici.

Le tipologie impiantistiche più diffuse sono le seguenti:

- impianti tradizionali con forno di combustione della biomassa solida e caldaia che alimenta una turbina a vapore accoppiata ad un generatore;
- impianti con turbina a gas alimentata dal syngas ottenuto dalla gassificazione di biomasse;
- impianti a ciclo combinato con turbina a vapore e turbina a gas;
- impianti termoelettrici ibridi, che utilizzano biomasse e fonti convenzionali (il caso più frequente è la co-combustione della biomassa e della fonte convenzionale nella stessa fornace);
- impianti alimentati da biomasse liquide (oli vegetali, biodiesel), costituiti da motori accoppiati a generatori.



9.6 Impianti a maree, moto ondoso, correnti marine

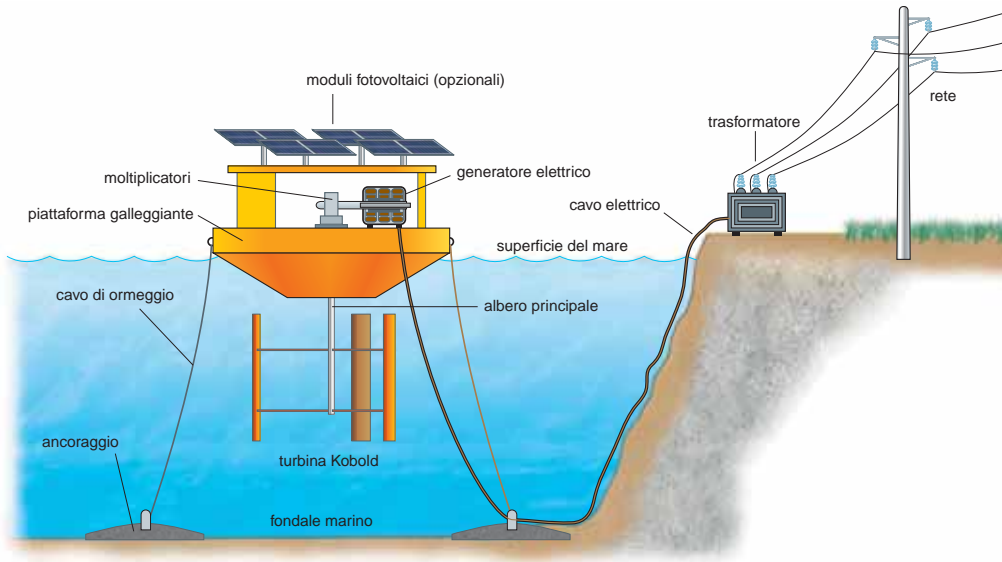


Figura 9.6 - Schema esemplificativo di un impianto a correnti marine

I movimenti marini che possono fornire, con adeguate tecnologie, energia elettrica rinnovabile sono tre: le maree, le correnti marine, il moto ondoso.

L'azione gravitazionale sul mare compiuta costantemente da sole e luna genera le maree: esse nascono dal movimento orizzontale dell'acqua marina che insegue i corpi celesti. Durante l'alta marea è possibile racchiudere l'acqua che si accumula nei pressi delle coste, tramite paratie, all'interno di un bacino artificiale. Durante la bassa marea, il bacino racchiude l'acqua a un livello superiore del mare: similmente ad un impianto idroelettrico, una volta aperte le paratie, il movimento dell'acqua uscente dal bacino potrà essere trasformato in energia elettrica tramite turbine.

Le correnti marine si sviluppano, al di sotto del livello del mare, a causa di un gradiente di temperatura dell'acqua marina. Tali correnti possono essere sfruttate energeticamente in maniera simile al vento: la corrente fa muovere un rotore, formato da più pale e collegato ad un asse verticale montato a una piattaforma galleggiante ancorata al fondale marino tramite cavi; la rotazione è trasferita, tramite un moltiplicatore di giri, a un generatore elettrico posto all'interno della piattaforma.

La gamma dei dispositivi impiegati per la conversione dell'energia del moto ondoso è ampia e diversificata.

I sistemi a galleggianti ancorati al fondale sono piccole strutture composte da un cilindro cavo, riempito d'aria, che si muove in verticale al passaggio dell'onda, mentre la parte inferiore, ancorata al fondale, ha al suo interno un generatore elettrico che trasforma il moto verticale del cilindro in energia elettrica.

I sistemi con apparati galleggianti sono un insieme di corpi cilindrici, galleggianti, collegati da giunti articolati, posti in mare aperto. Il passaggio dell'onda mette in moto dei pistoni idraulici interni ai cilindri che alimentano motori collegati ad un generatore elettrico.

I sistemi a colonna d'acqua oscillante sono gli unici impianti a moto ondoso on-shore. Sono costituiti da una camera in calcestruzzo, posta sulla costa, all'interno della quale può entrare l'acqua marina: il livello del mare si innalza e si abbassa per effetto delle onde, le quali provocano un movimento dell'aria all'interno della camera: il flusso d'aria così originato mette in moto una turbina che genera energia elettrica.

10 PRINCIPALI RIFERIMENTI NORMATIVI

Direttive europee, leggi e decreti nazionali

Dir. 27/9/2001 n. 2001/77/CE: “Direttiva del Parlamento europeo e del Consiglio sulla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità” (G.U.U.E. 27/10/2001, n. L 283)

Dir. 23/4/2009 n. 2009/28/CE: “Direttiva del Parlamento europeo e del Consiglio sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE” (G.U.U.E. 5/6/2009, n. L 140).

D.Lgs. 16/3/1999, n. 79: “Attuazione della direttiva 96/92/CE recante norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica” (G.U. 31/3/1999, n. 75, S.O.)

D.Lgs. 29/12/2003, n. 387: “Attuazione della direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità” (G.U. 31/1/2004, n. 25, S.O.)

L. 23/8/2004, n. 239: “Riordino del settore energetico, nonché delega al Governo per il riassetto delle disposizioni vigenti in materia di energia” (G.U. 13/9/2004, n. 215, S.O.)

D.Lgs. 3/4/2006, n. 152: “Norme in materia ambientale” (G.U. 14/4/2006, n. 88, S.O.)

L. 27/12/2006, n. 296: “Disposizioni per la formazione del bilancio annuale e pluriennale dello Stato” (legge finanziaria 2007) (G.U. 27/12/2006, n. 299, S.O.)

L. 29/11/2007, n. 222: “Conversione in legge, con modificazioni, del decreto-legge 1° ottobre 2007, n. 159, recante interventi urgenti in materia economico-finanziaria, per lo sviluppo e l'equità sociale” (G.U. 30/11/2007, n. 279, S.O.)

L. 24/12/2007, n. 244: “Disposizioni per la formazione del bilancio annuale e pluriennale dello Stato” (legge finanziaria 2008) (G.U. 28/12/2007, n. 300, S.O.);

L. 23/7/2009, n. 99: “Disposizioni per lo sviluppo e l'internazionalizzazione delle imprese, nonché in materia di energia” (G.U. 31/07/2009, n. 176, S.O.)

D.Lgs. 11/2/2010, n. 22: “Riassetto della normativa in materia di ricerca e coltivazione delle risorse geotermiche, a norma dell'articolo 27, comma 28, della legge 23 luglio 2009, n. 99” (G.U. 24/2/2010, n. 45, S.O.)

D.M. 5/2/1998: “Individuazione dei rifiuti non pericolosi sottoposti alle procedure semplificate di recupero ai sensi degli articoli 31 e 33 del D.Lgs. 5 febbraio 1997, n. 22” (G.U. 16/4/1998, n. 88, S.O.) come modificato dal D.M. 5/4/2006, n. 186 (G.U. 19/5/2006, n. 115, S.O.)

D.M. 19/12/2003: “Approvazione del testo integrato della disciplina del mercato elettrico” (G.U. 30/12/2003, n. 301, S.O.)

D.M. 24/10/2005: “Aggiornamento delle direttive per l'incentivazione dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili ai sensi dell'articolo 11, comma 5, del D.Lgs. 16 marzo 1999, n. 79” (G.U. 14/11/2005, n. 265, S.O.)

D.M. 24/10/2005: “Direttive per la regolamentazione dell'emissione dei certificati verdi alle produzioni di energia di cui all'articolo 1, comma 71, della L. 23 agosto 2004, n. 239” (G.U. 14/11/2005, n. 265, S.O.)

D.M. 5/5/2006: “Individuazione dei rifiuti e dei combustibili derivati dai rifiuti ammessi a beneficiare del regime giuridico riservato alle fonti rinnovabili” (G.U. 31/5/2006, n. 125, S.O.)

D.M. 19/2/2007: “Criteri e modalità per incentivare la produzione di energia elettrica mediante conversione fotovoltaica della fonte solare, in attuazione dell'articolo 7 del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387” (G.U. 23/2/2007, n. 45, S.O.)

D.M. 21/12/2007: "Approvazione delle procedure per la qualificazione di impianti a fonti rinnovabili e di impianti a idrogeno, celle a combustibile e di cogenerazione abbinata al teleriscaldamento ai fini del rilascio dei certificati verdi" (G.U. 19/01/2008, n. 16, S.O.)

D.M. 18/12/2008: "Incentivazione della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, ai sensi dell'articolo 2, comma 150, della legge 24 dicembre 2007, n. 244" (G.U. 2/1/2009, n. 1, S.O.).

D.M. 16/11/2009: "Disposizioni in materia di incentivazione dell'energia elettrica prodotta da impianti, alimentati da biomasse solide, oggetto di rifacimento parziale" (G.U. 28/11/2009, n. 278, S.O.)

Delibere dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas

Delibera AEEG n. 111/06: "Condizioni per l'erogazione del pubblico servizio di dispacciamento dell'energia elettrica sul territorio nazionale e per l'approvvigionamento delle relative risorse su base di merito economico, ai sensi degli articoli 3 e 5 del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79";

Delibera AEEG n. 88/07 "Disposizioni in materia di misura dell'energia elettrica prodotta da impianti di generazione";

Delibera AEEG n. 89/07 "Condizioni tecnico economiche per la connessione di impianti di produzione di energia elettrica alle reti elettriche con obbligo di connessione di terzi a tensione nominale minore o uguale a 1kV";

Delibera AEEG n. 280/07: "Modalità e condizioni economiche per il ritiro dell'energia elettrica ai sensi dell'articolo 13, commi 3 e 4 del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387 e dell'articolo 1, comma 41 della legge 23 agosto 2004, n. 239";

Delibera AEEG n. 348/07: "Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2008-2011 e disposizioni

in materia di condizioni economiche per l'erogazione del servizio di connessione (TIT)";

Delibera AEEG ARG/elt 33/08: "Condizioni tecniche per la connessione alle reti di distribuzione dell'energia elettrica a tensione nominale superiore a 1 kV";

Delibera AEEG ARG/elt 74/08: "Testo integrato delle modalità e delle condizioni tecnico-economiche per lo scambio sul posto (TISP)";

Delibera AEEG ARG/elt 99/08: "Testo integrato delle condizioni tecniche ed economiche per la connessione alle reti elettriche con obbligo di connessione di terzi degli impianti di produzione di energia elettrica (TICA)";

Delibera AEEG ARG/elt 1/09: "Attuazione dell'articolo 2, comma 153, della legge n. 244/07 e dell'articolo 20 del decreto ministeriale 18 dicembre 2008, in materia di incentivazione dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili tramite la tariffa fissa onnicomprensiva e di scambio sul posto";

Delibera AEEG ARG/elt 107/09: "Approvazione del Testo Integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas in ordine alla regolazione delle partite fisiche ed economiche del servizio di dispacciamento (TIS) comprensivo di modalità per la determinazione delle partite economiche insorgenti dalle rettifiche ai dati di misura con modifiche alla deliberazione n. 111/06";

Delibera AEEG ARG/elt 186/09: "Modifiche delle modalità e delle condizioni tecnico-economiche per lo scambio sul posto derivanti dall'applicazione della legge n. 99/09";

Delibera AEEG ARG/elt 4/10: "Procedura per il miglioramento della prevedibilità delle immissioni dell'energia elettrica prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili relativamente alle unità di produzione non rilevanti";

Delibera AEEG ARG/elt 5/10: "Condizioni per il dispacciamento dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili non programmabili"

11 GLOSSARIO

Acquirente Unico (AU)

È la società per azioni del gruppo Gestore dei Servizi Energetici - GSE Spa, alla quale è affidato il ruolo di garante della fornitura di energia elettrica alle famiglie e alle piccole imprese, a prezzi competitivi e in condizioni di continuità, sicurezza ed efficienza del servizio. Il compito di Acquirente Unico è quello di acquistare energia elettrica alle condizioni più favorevoli sul mercato e di cederla ai distributori o alle imprese di vendita al dettaglio, per la fornitura ai piccoli consumatori che non acquistano sul mercato libero.

Alta Tensione (AT)

Tensione nominale tra le fasi elettriche superiore a 35 kV e uguale o inferiore a 150 kV.

Altissima Tensione (AAT)

Tensione nominale tra le fasi elettriche superiore a 150 kV.

Autorità per l'energia elettrica e il gas (AEEG)

Autorità indipendente di regolazione alla quale è affidata la funzione di garantire la promozione della concorrenza e dell'efficienza del settore elettrico e del gas, istituita ai sensi della legge 14 novembre 1995, n. 481.

Bassa tensione (BT)

Tensione nominale tra le fasi elettriche uguale o inferiore a 1kV.

Biomassa

La frazione biodegradabile dei prodotti, rifiuti e residui di origine biologica provenienti dall'agricoltura (comprendente sostanze vegetali e animali), dalla silvicoltura e dalle industrie connesse, comprese la pesca e l'acquacoltura, nonché la parte biodegradabile dei rifiuti industriali e urbani.

Borsa elettrica

Luogo virtuale in cui avviene l'incontro tra domanda e offerta per la compravendita dell'energia elettrica all'ingrosso. La gestione economica della borsa elettrica è affidata al GME.

Caldaia

Unità destinata a trasmettere calore ad un fluido (acqua, olio diatermico od altro).

Calore

Forma di energia che si trasmette da un corpo più caldo ad uno più freddo.

Centrale ibrida

Centrale che produce energia elettrica utilizzando sia fonti rinnovabili sia fonti non rinnovabili.

CDR

Il combustibile prodotto da rifiuti che rispetta le caratteristiche individuate dalle norme tecniche UNI 9903-1 e successive modifiche e integrazioni.

Chilowatt (kW)

Multiplo dell'unità di misura della potenza, pari a 1.000 Watt.

Chilowattora (kWh)

Multiplo dell'unità di misura dell'energia, pari a 1.000 Wattora.

Ciclo combinato

Tecnologia utilizzata in impianti di produzione di energia elettrica e calore comprendente uno o più gruppi generatori turbogas i cui gas di scarico alimentano con il loro calore residuo un generatore di calore a recupero.

CIP6

Provvedimento adottata nel 1992 dal Comitato Interministeriale Prezzi in attuazione della Legge 9/1/1991 n. 9. Fissa condizioni, prezzi e incentivi per la vendita dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili e assimilate.

Cogenerazione

Prende generalmente il nome di cogenerazione la produzione combinata di energia elettrica e calore in uno stesso impianto. Tuttavia, in termini rigorosi, le due dizioni "produzione combinata" e "cogenerazione" non sono equivalenti. La normativa vigente in Italia, infatti, stabilisce che un impianto di produzione combinata può essere considerato impianto di cogenerazione soltanto se soddisfa determinati requisiti tecnici. Più precisamente, la cogenerazione è la produzione combinata di energia elettrica e calore che garantisce un significativo risparmio di energia primaria rispetto agli impianti separati, secondo le modalità definite dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas (Delibera AEEG 42/02 e s.m.i.).

Corrente

Flusso di cariche elettriche in un conduttore tra due punti aventi una differenza di potenziale (tensione). Si misura in Ampère (A).

Dispacciamento

E' l'attività diretta a impartire disposizioni per l'utilizzazione e l'esercizio coordinati degli impianti di produzione, della rete di trasmissione e dei servizi ausiliari ai fini dell'equilibrio tra immissioni e prelievi di energia elettrica.

Distributore

E' un gestore di rete titolare della concessione di distribuzione.

Data di entrata in esercizio

Data in cui l'impianto effettua il primo funzionamento in parallelo con il sistema elettrico, anche a seguito di potenziamento, rifacimento totale o parziale, riattivazione. Nel caso di un impianto esistente che abbia funzionato in isola e che si connetta poi alla rete con obbligo di connessione di terzi, la data di entrata in esercizio non è quella di primo parallelo, ma è la data della prima produzione di energia elettrica dell'impianto funzionante in isola.

Data di entrata in esercizio commerciale

Data, comunicata dal produttore al GSE, a decorrere dalla quale ha inizio il periodo di incentivazione.

Energia da fonti rinnovabili

Energia proveniente da fonti rinnovabili non fossili, vale a dire energia eolica, solare, aerotermica, geotermica, idrotermica e oceanica, idraulica, biomassa, gas di discarica, gas residuati dai processi di depurazione e biogas.

Generatore elettrico

Apparecchio che converte l'energia meccanica in energia elettrica.

Generatore di vapore

Apparecchiatura che trasferisce energia, sotto forma di calore prodotto dalla combustione, al liquido circolante in un circuito, generalmente acqua, provocandone un cambiamento di stato da liquido a vapore.

Gestore dei Mercati Energetici (GME)

E' la società per azioni costituita dal GSE alla quale è affidata la gestione economica dei mercati energetici secondo criteri di trasparenza e obiettività, al fine di promuovere la concorrenza tra i produttori assicurando la disponibilità di un adeguato livello di riserva di potenza. Al GME è affidato inoltre la contrattazione dei Certificati Verdi e dei titoli di efficienza energetica ("Certificati Bianchi").

Gestore di rete elettrica

E' la persona fisica o giuridica responsabile, anche non avendone la proprietà, della gestione di una rete elettrica con obbligo di connessione di terzi, nonché delle attività di manutenzione e di sviluppo della medesima.

Media tensione (MT)

E' una tensione nominale tra le fasi superiore a 1 kV e uguale o inferiore a 35 kV.

Potere calorifico

Quantità di calore sviluppata nella reazione di combustione completa di un quantitativo unitario di combustibile in condizioni standard predeterminate. Si distingue in potere calorifico superiore (PCS), che include il calore latente di condensazione del vapore d'acqua che si forma nella combustione, e in potere calorifico inferiore (PCI), che esclude tale valore.

Produzione annua lorda

Somma delle quantità di energia elettrica prodotte da tutti i gruppi generatori interessati, come risultante dalla misura ai morsetti di uscita dei generatori elettrici e comunicata, ove previsto, all'Ufficio tecnico di finanza.

Produzione annua netta

Produzione annua lorda diminuita dell'energia elettrica assorbita dai servizi ausiliari e delle perdite nei trasformatori principali e delle perdite di linea fino al punto di consegna dell'energia alla rete elettrica con obbligo di connessione di terzi. L'energia elettrica assorbita dai servizi ausiliari, le perdite di linea e le perdite nei trasformatori principali sono valutate dal GSE nell'ambito della qualifica come risultante dalle misure elettriche oppure come quota forfettaria della produzione lorda.

Reti con obbligo di connessione di terzi

Reti i cui gestori hanno obbligo di connessione di terzi secondo quanto previsto dal D.Lgs. n. 79/1999.

Reti di distribuzione

Reti con obbligo di connessione di terzi diverse dalla rete di trasmissione nazionale.

Rete di trasmissione nazionale (RTN)

Rete elettrica di trasmissione nazionale come individuata dal decreto del Ministro dell'industria 25 giugno 1999 e dalle successive modifiche e integrazioni.

Sistema elettrico

Il complesso degli impianti di produzione, delle reti di trasmissione e di distribuzione, dei servizi ausiliari e dei dispositivi di interconnessione e dispacciamento presenti sul territorio nazionale.

Tensione

Differenza di potenziale elettrico tra due corpi o tra due punti di un conduttore o di un circuito. Si misura in Volt.

Tensione alternata

Tensione tra due punti di un circuito che varia nel tempo con andamento di tipo sinusoidale. È la forma di tensione tipica dei sistemi di distribuzione elettrica, come pure delle utenze domestiche e industriali.

Tensione continua

Tensione tra due punti di un circuito che non varia di segno e di valore al variare del tempo. È la forma di tensione tipica di alcuni sistemi isolati (ferrovie, navi) e degli apparecchi alimentati da batterie.

Trasformatore

Macchina statica che trasforma i parametri di tensione a corrente alternata allo scopo di trasmettere la potenza elettrica.

Turbina a gas

Macchina motrice che converte l'energia posseduta dai gas in essa combusto in energia meccanica di un asse rotante.

Turbina a vapore

Macchina motrice che converte l'energia posseduta dal vapore, generalmente prodotto in un generatore di vapore, in energia meccanica di un asse rotante.

Terna SpA

È la società responsabile in Italia della trasmissione e del dispacciamento dell'energia elettrica sulla rete ad alta e altissima tensione su tutto il territorio nazionale.

Volt (V)

Unità di misura della tensione esistente tra due punti in un campo elettrico.

Watt (W)

Unità di misura della potenza elettrica.

Wattora (Wh)

Unità di misura di energia. È l'energia fornita dalla potenza di un Watt per un'ora.



Il Gestore dei Servizi Energetici - GSE S.p.A. è la holding pubblica che, in Italia, sostiene lo sviluppo delle fonti rinnovabili con l'erogazione di incentivi per la produzione elettrica e promuove lo sviluppo sostenibile con campagne di sensibilizzazione sull'uso efficiente dell'energia.

Azionista unico del GSE è il Ministero dell'Economia e delle Finanze che esercita i diritti dell'azionista d'intesa con il Ministero dello Sviluppo Economico. Il GSE è capogruppo delle società controllate AU (Acquirente Unico) e GME (Gestore dei Mercati Energetici).

Recentemente il GSE ha acquisito il 49% del capitale sociale di ERSE (ex CESI Ricerca Spa.), operante nella ricerca nel settore elettrico.

Tra i compiti affidati alla società dalla normativa, il GSE:

- qualifica gli impianti alimentati da fonti rinnovabili (IAFR);
- emette i certificati verdi a favore degli impianti qualificati e verifica gli obblighi di produttori e importatori;
- rilascia la Garanzia d'Origine dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili o da cogenerazione ad alto rendimento;
- gestisce, in qualità di Soggetto Attuatore, il sistema di incentivazione della produzione di energia elettrica da impianti fotovoltaici e termodinamici a concentrazione;
- ritira dai produttori l'energia prodotta da impianti da fonti rinnovabili e assimilate (CIP 6);
- ritira l'energia ceduta da nuovi impianti a fonti rinnovabili di potenza inferiore a 1 MW, riconoscendo una tariffa omnicomprensiva incentivante;
- ritira l'energia prodotta da impianti di potenza sotto i 10 MW a fonti fossili e a fonti rinnovabili (se non programmabili di qualunque potenza) dai produttori che richiedono il servizio di ritiro dedicato;
- gestisce il servizio di scambio sul posto previsto per gli impianti a fonti rinnovabili e di cogenerazione ad alto rendimento di potenza fino a 200 kW;
- opera sul mercato organizzato per la vendita dell'energia ritirata dai produttori o acquistata con il meccanismo dello scambio sul posto;
- svolge attività di informazione attraverso vari strumenti: guide dedicate, contact center, seminari, ecc;
- fornisce supporto alla Pubblica Amministrazione per i servizi specialistici in campo energetico e opera in avalimento all'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas per l'espletamento di attività tecniche per l'accertamento e la verifica dei costi posti a carico dei clienti.

L'impegno sempre più incisivo del GSE per la promozione delle fonti rinnovabili nel contesto nazionale, inoltre, ha determinato il suo riconoscimento nell'attuazione delle scelte di politica energetica italiane anche a livello internazionale, sia attraverso la partecipazione a seminari e workshop che con l'adesione a organizzazioni internazionali.

GSE, a oggi, ha un ruolo attivo in seno alla IEA (International Energy Agency), all'OME (Observatoire Méditerranéen de l'Énergie) e all'AIB (Association of Issuing Bodies). Nell'ambito di quest'ultima il GSE emette i certificati RECS (Renewable Energy Certificate System) validi a livello europeo.

Il contact center del GSE

Gestore dei Servizi Energetici - GSE S.p.A.
V.le Maresciallo Pilsudski, 92 - 00197 Roma

Il Contact Center risponde dal lunedì al venerdì dei giorni non festivi dalle ore 9 alle ore 18.

Informazioni generali su Fonti di Energia Rinnovabili e Cogenerazione ad Alto Rendimento

Numero Verde (da telefono fisso): **800.16.16.16**

Numeri da telefono mobile (secondo il proprio piano tariffario): **06.80.11.43.88 - 89**

e-mail: rinnovabili@gse.it

fax: **06.80.11.20.39**

Informazioni specifiche su domande presentate al GSE relativamente a Impianti Fotovoltaici:

Numero Verde (da telefono fisso): **800.89.69.79**

Numeri da telefono mobile (secondo il proprio piano tariffario): **06.80.11.43.40 - 60**

e-mail: chiarimenti.fotovoltaico@gse.it

fax: **06.80.11.20.36**

Informazioni sul ritiro dedicato dell'energia, sullo scambio sul posto e assistenza sull'uso del portale del GSE:

Numero Verde (da telefono fisso): **800.19.99.89**

Numeri da telefono mobile (secondo il proprio piano tariffario): **06.80.11.43.00 - 44.00**

e-mail: ritirodedicato@gse.it - scambiosulposto@gse.it - assistenzaportaleapplicativi@gse.it

fax: **06.80.11.20.23**



Il sole, il vento, le risorse idriche e geotermiche, le biomasse (sostanze non fossili animali e vegetali), sono fonti energetiche rinnovabili che rappresentano una prospettiva reale di diversificazione e potenziamento della produzione di energia elettrica.

Energia che si *rinnova*



Il Gestore dei Servizi Energetici - GSE S.p.A., è la Società pubblica che promuove, incentiva e sviluppa le fonti rinnovabili in Italia, attraverso incentivi agli impianti di produzione e campagne di sensibilizzazione sul consumo di energia responsabile.

www.gse.it

info@gse.it



