UNIVERSITA' DEGLI STUDI DI PISA

FACOLTA' DI INGEGNERIA

Corso di Laurea in ingegneria elettrica

TESI DI LAUREA

"Aspetti normativi relativi alle FER con particolare attenzione sull'analisi degli iter autorizzativi, sulla connessione alla rete e sulle incentivazioni"

Relatori:

Prof. Ing. Stefano Barsali

Ing. Davide Poli

Candidato:

Capotosti Cristiano

Anno Accademico 2010-2011

Ai miei genitori

Ringraziamenti

Eccoci arrivati al momento dei ringraziamenti…..forse la parte per me più difficile da scrivere visto che tirare fuori quello che provo non è il mio forte.

Ringrazio i miei genitori i quali mi hanno sempre sostenuto e aiutato in questo lungo (e un po' lento) cammino senza mai farmi mancare il loro appoggio…..

….mia sorella Francesca e suo marito Jaime i quali pur essendo lontani centinai di chilometri fanno sentire la loro presenza e fra qualche mese mi daranno la felicità di diventare zio….

….gli amici dell'università Fabio, Nicola, Federico, Matteo e Gianni e tutti gli altri compagni di corso con i quali ho passato anni stupendi, senza i quali lo studio sarebbe stato molto più duro e noioso, nella speranza che la fine degli studi non ci faccia perdere di vista…..

….gli amici di Piombino Marco, Alessio, Valerio, Davide (il mitico quintetto di Perelli), Matteo, Arianna, Valeria, Alice, Rossella e tutti gli altri (citarvi tutti prenderebbe una pagina intera) con i quali ho passato e passo gran parte del tempo libero nel segno del divertimento lasciando da parte per un po' la routine dello studio…..

…i miei relatori, l'Ing. Davide Poli e il Prof Stefano Barsali per la disponibilità e la pazienza con cui mi hanno seguito in questi ultimi mesi universitari…

Nella speranza di non essermi dimenticato di nessuno ringrazio nuovamente tutti con la certezza che il percorso fatto mi abbia cresciuto non solo sotto il punto di vista culturale ma soprattutto sotto quello umano

Grazie di cuore a tutti

Cristiano

Sommario

Preambolo.....6

Introduzione.....10

Tipologie di IAFR 12

- Impianti eolici..... 12
- Solare..... 18
- Biomasse..... 24
- Biogas..... 29
- Idroelettrico 32
- Quadro generale sugli IAFR in Italia 38

Aspetti normativi che favoriscono lo sviluppo di IAFR 42

- Dlgs 79/99 “attuazione della direttiva CE 96/92 relativa alle norme comuni per il mercato interno dell’energia elettrica” 43
- Direttiva CE 77/2001 “Promozione dell’energia elettrica da FER nel mercato dell’elettricità” 44
- Dlgs 387 del 29 dicembre 2003:attuazione direttiva CE 2001/77 45
- Direttiva CE 32/2006..... 48
- Dlgs 30 maggio 2008 n 115 “attuazione della direttiva CE 2006/32” 49
- Protocollo di Kyoto 51
- Piano 20-20-20 54
- Direttiva 2009/28/CE “promozione dell’uso dell’energia da FER recante modifiche ed abrogazioni delle direttive CE 2001/77 e 2003/30” 55
- Attuazione della direttiva 2009/28 CE: dlgs 28/11 60

Aspetti autorizzativi.....64
- Semplice comunicazione.....64
- Dichiarazione di inizio attività sostituita poi dalla PAS.....71
- Autorizzazione unica.....77
- Valutazione di impatto ambientale.....85

Aspetti inerenti la connessione degli IAFR alla rete elettrica.....92
- Aspetti generali.....92
- Condizioni per connessioni in BT o in MT.....96
- Condizioni per connessioni in AT o AAT.....107
- Trattamento delle connessioni fatte prima del 1 gennaio 2011.....119
- Documentazioni di riferimento.....121

Incentivazione FER.....122
- Scambio sul posto.....122
- Tariffa omnicomprensiva.....128
- Certificati verdi.....130
- Terzo conto energia.....134
- Quarto conto energia.....143
- Incentivazione solare termodinamico.....159
- Solare termico.....163

Riepilogo globale.....167

Sitografia e bibliografia.....172

Preambolo

Nel corso della storia l'uomo ha sempre utilizzato le risorse a propria disposizione in modo quasi completamente indiscriminato senza curarsi minimamente delle possibili conseguenze che ciò poteva avere. Fino a pochi decenni fa infatti non si dava molta importanza né al fatto che gran parte delle risorse venivano consumate con velocità decisamente superiori al tempo di rigenerazione né alle conseguenze ambientali che tale utilizzo indiscriminato aveva.

La maggior parte delle fonti energetiche utilizzate derivava e ancora oggi deriva da combustibili fossili dalla cui combustione vengono sprigionate ingenti quantitativi di sostanze inquinanti dannose sia per l'ambiente che per la salute umana.

Ultimamente però l'attenzione, soprattutto nei confronti della tutela ambientale, è aumentata notevolmente portando sempre più alla ribalta lo sfruttamento di fonti energetiche cosiddette rinnovabili. Pensare infatti di risolvere, per quanto possibile, il problema dell'inquinamento ambientale porta notevoli vantaggi anche nei confronti della dipendenza energetica dai combustibili fossili.

Le due problematiche vanno infatti pressoché di pari passo dato che riuscire a usufruire di fonti energetiche diverse da quelle derivate dai combustibili fossili risolverebbe o comunque attenuerebbe sia il problema dell'esaurimento di tali fonti sia dell' emissione di sostanze inquinanti in atmosfera.

Nello stesso tempo riuscire a ridurre le emissioni inquinanti vorrebbe automaticamente dire utilizzare meno quantitativi di combustibili fossili.

La prova di quanto detto è data senza dubbio dai numerosi impegni presi a livello internazionale dal nostro Paese.

Uno di questi è sicuramente l'impegno preso con la stipula del protocollo di Kyoto.

L'obiettivo imposto ai sottoscrittori prevede infatti una riduzione delle emissioni inquinanti del 5% rispetto ai dati del 1990, anno preso come riferimento, nel periodo 2008-2012. Il protocollo è entrato definitivamente in vigore il 16 febbraio 2005 dopo la sottoscrizione da parte della Russia avvenuta nel novembre 2004.

L'Italia prese l'impegno di ridurre le sue emissioni del 6,5% rispetto al 1990 pur non avendo nessun piano sviluppo energetico alternativo ai combustibili fossili.

Fino a poco tempo fa infatti, analizzando i dati relativi ai consumi energetici e alla loro provenienza, pensare di raggiungere gli impegni presi avrebbe fatto sorridere chiunque avesse avuto un minimo di conoscenze in materia.

Prova di tutto ciò è stato il fatto che nel 2008 il mancato rispetto degli accordi previsti (in Italia le emissioni erano in aumento invece che diminuite) ha generato una multa di 555 milioni di euro. Multa che sarebbe aumentata se gli impegni previsti non fossero stati rispettati anche negli anni successivi.

Ultimamente però la situazione sembra fortemente mutata. A dirlo è uno studio fatto dall'ISPRA (Istituto superiore per la ricerca ambientale) dal cui studio si evince che dal 2008 al 2009 sì è passati da un più 4,7**%** ad un meno 4,1% di emissioni rispetto al 1990.

Anche le emissioni dei trasporti su gomma sono scesi del 9% dal 2007 al 2008. I dati rilevati da questo studio non devono però trarci in inganno. La situazione è infatti migliorata solo in minima parte in funzione di un aumento di efficienza degli impianti esistenti o di un massiccio utilizzo di fonti energetiche rinnovabili.

Il motivo principale di tali risultati è infatti la crisi economica che attanaglia ormai da un paio di anni sia l'Italia che l'Europa ed ha portato ad una notevole contrazione delle richieste in campo industriale (si parla di una riduzione del 30% delle richieste nel campo dell'industria del cemento e del ferro, le quali sono fra i maggiori consumatori di energia).

Il problema è quindi risolto solo in apparenza e pur avendo superato il pericolo di ulteriori sanzioni per il mancato adempimento degli impegni presi, la situazione energetica italiana rimane decisamente critica.

A testimonianza di ciò è il fatto che le riduzioni delle emissioni inquinanti in altri paesi europei sono state decisamente più ingenti portando a raggiungere persino la soglia del meno 30% fra il 1990 e il 2008. Non appena quindi la crisi economica verrà superata la situazione energetica italiana rischia di precipitare.

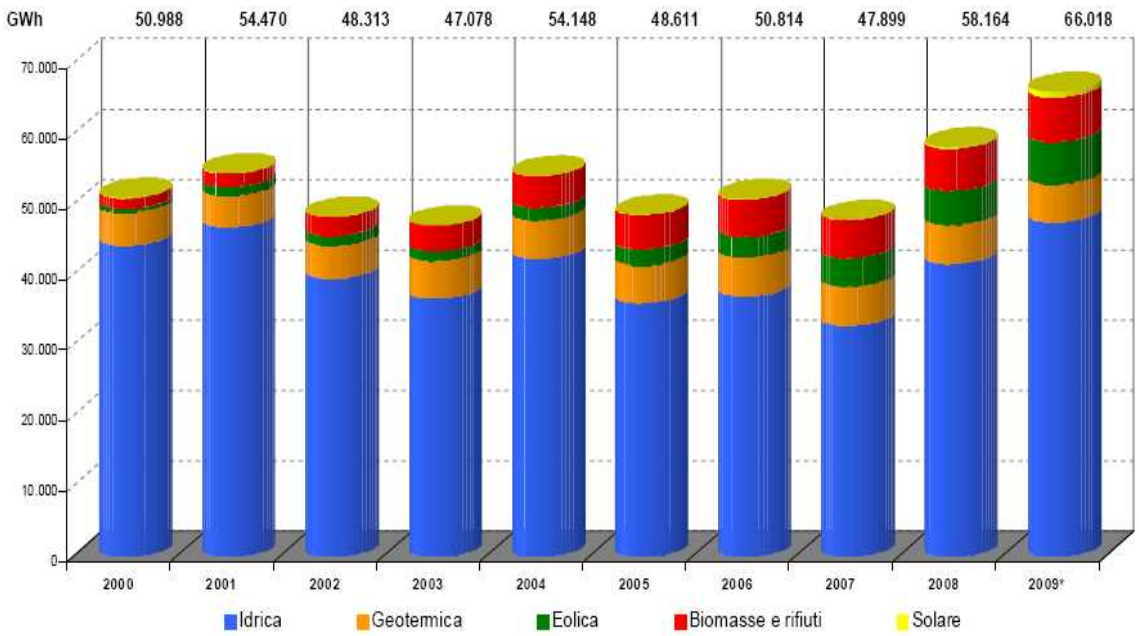
Altra prova del fatto che il problema energetico-ambientale ormai è fortemente sentito è data dalla stipula del Piano 20-20-20 approvato nel marzo 2007 dai governi europei.

Con questo piano chi aderisce si impegna ad aumentare l'efficienza energetica del 20%, a ridurre le emissioni inquinanti del 20% e a produrre da fonti rinnovabili il 20% del totale rispetto al 2005 entro il 2020.

Senza dubbio il raggiungimento dell'incremento dell'efficienza energetica e della produzione da fonti rinnovabili del 20% porterebbe quasi automaticamente anche a raggiungere il terzo obiettivo.

Precisando inoltre che lo sfruttamento di combustibili fossili con l'obiettivo di produrre energia elettrica è solo una delle cause dell'emissione di sostanze inquinanti andiamo

ora ad analizzare la situazione attuale dell'Italia per quanto riguarda la produzione da FER con l'ausilio di un grafico che descrive l'andamento di tale produzione dal 2000 al 2009.



Dai dati rilevati si nota un buon aumento rispetto al 2005 attestabile intorno al 35%.

Bisogna però precisare che gran parte di tale incremento è determinato dall'aumento di produzione generato dall'idroelettrico. Nell'analisi dei dato disponibili bisogna quindi fare attenzione a questo aspetto, strettamente legato alle precipitazioni atmosferiche, in quanto altrimenti consideriamo certi risultati come ottimi anche se in realtà non lo sono.

L'idroelettrico difficilmente infatti potrà incrementare in futuro la sua potenza installatala.

Proprio dal 2005 al 2009 buona parte dell'incremento della produzione da FER è stato generato dall'incremento della produzione idroelettrica. Quel risultato che sembrava così buono in realtà quindi non lo è visto che fra le altre FER solo l'eolico ha avuto un certo incremento di produzione.

Proprio fonti come eolico, solare e biomasse sono quelle con le quali si potrà pensare in futuro di ridurre la dipendenza dai combustibili fossili.

Uno ultimo aspetto, ma non meno importante, da prendere in considerazione è il fatto che gran parte dei combustibili fossili utilizzati provengono da paesi politicamente poco stabili su cui sarebbe bene non fare troppo affidamento.

L’unico aspetto positivo della situazione è il fatto che nel momento in cui si va verso la risoluzione di un problema anche gli altri essendo strettamente correlati si affievoliscono.

Purtroppo però lo sviluppo di tecnologie alternative ai combustibili fossili incontra spesso ingenti problematiche non solo dal punto di vista tecnico ma anche da quello sociale.

Non sempre infatti l’idea di veder nascere vicino casa un impianto eolico, solare o a biomasse è seguita dal consenso pubblico.

Sarà quindi fondamentale per migliorare la situazione energetica italiana del futuro far presa sull’opinione pubblica cercando di far capire che lo sviluppo di FER è l’unica strada percorribile per pensare di migliorare la qualità ambientale ed evitare future crisi energetiche.

Introduzione

Le numerose problematiche che riguardano le fonti convenzionali di energia hanno portato, negli ultimi anni, un forte aumento dell'importanza delle FER.

I problemi che lo sviluppo di quest'ultime incontra sono però numerosi e variegati rendendo il possibile graduale passaggio dall'utilizzo delle fonti convenzionali a quello delle FER lento e difficoltoso. Si va infatti dall'ostruzionismo popolare, indotto soprattutto dal notevole impatto visivo che alcune tipologie di IAFR hanno, alle problematiche tecnico burocratiche.

Il primo passo da fare è quindi quello di convincere l'opinione pubblica dell'importanza che lo sviluppo degli IAFR avrà nel futuro sia per rendere il sistema energetico più sicuro sia per combattere i cambiamenti climatici in atto.

Prova dell'importanza assunta dalle FER sono i numerosi trattati e piani stipulati dal nostro Paese con l'obiettivo di incrementare l'utilizzo di quest'ultime. Un esempio di tutto ciò possono esser il protocollo di Kyoto o il piano 20-20-20.

Oltre alla sensibilizzazione dell'opinione pubblica saranno inoltre fondamentali lo sviluppo della ricerca e la realizzazione di un quadro normativo che ostacoli il meno possibile la nascita di nuovi impianti.

L'Italia si trova infatti, per vari motivi, decisamente arretrata sotto entrambi i punti di vista. Molto dovrà quindi esser fatto per recuperare il più possibile il gap con altri stati Europei.

L'aspetto burocratico è infatti fondamentale in quanto la normativa vigente non dovrà ostacolare lo sviluppo delle FER rendendo gli iter autorizzativi lunghi e complicati. Molto spesso infatti la mancanza di un raccordo fra la normativa nazionale e quella regionale rende questo aspetto estremamente difficoltoso. Non è infatti raro che quanto disposto dalle regioni entri in contrasto con quello a livello nazionale.

Prova di tutto ciò può esser data dalla LR 79/09 della Toscana con la quale si innalzavano i limiti per poter usufruire della DIA da 20 kW a 200 kW per il solare e da 60 kW a 100 kW per l'eolico. Tale delibera è infatti stata resa inefficace poco dopo con la sentenza 313 del 2010 della Corte Costituzionale creando problematiche per gli eventuali progetti già in atto.

Altra prova di ciò è il curioso caso dell'innalzamento della soglia per poter usufruire alla DIA a 1 MW a seguito l'emanazione della direttiva CE 28/09. Con tale direttiva infatti le Regioni avevano la possibilità di attuare, con apposite leggi, quanto sancito

dalla direttiva. Una delle Regioni che aderì fu la Puglia. Poco dopo però con una sentenza la Corte Costituzionale (sentenza 119/2010) annullò questa possibilità generando nuovamente il caos fra gli addetti in materia in quanto alcuni impianti avevano già ottenuto la DIA.

Dovette quindi intervenire il legislatore con la legge 129/10 con la quale si dava la possibilità agli impianti che avevano già ottenuto la DIA di salvarsi a patto che entrassero in servizio entro il 31 gennaio 2011. Questa delibera non risolse però tutti i problemi. Molti infatti protestarono soprattutto pensando che alcuni impianti non sarebbero rientrati in tale scadenza per colpa di ritardi nei lavori di connessione. Venne quindi emanata una circolare che salvava tutti gli impianti che entro la data della sentenza avevano ottenuto la DIA.

Questi due esempi provano le enormi difficoltà che si incontrano muovendosi all'interno delle normative relative agli iter autorizzativi delle FER.

Il lavoro che verrà portato avanti nei capitoli successivi si porrà quindi l'obiettivo di fare una panoramica sugli aspetti normativi che riguardano gli impianti alimentati a fonte rinnovabile (IAFR).

Prima di entrare nel vivo della trattazione verranno descritte le varie tipologie di IAFR fonte per fonte inquadrandole sia a livello Nazionale che internazionale. In questa fase l'obiettivo sarà infatti quello di capire il funzionamento delle varie fonti evidenziando il loro sviluppo regione per regione ed analizzare i dati delle relative produzioni.

Subito dopo, come già accennato, verranno prese in considerazioni tutti gli accordi e le normative che tendono ad imporre obiettivi futuri per lo sviluppo delle FER imponendo ad esempio percentuali ben precise di produzione energetica rispetto al totale.

Verrà poi trattata tutta la normativa presente in materia di iter autorizzativi, partendo da quella Nazionale ed arrivando a quella Regionale,cercando di fare un quadro della situazione ampio ma il più chiaro possibile. Tutte le volte che verrà fatto riferimento ad una legge regionale la Regione di riferimento sarà la Toscana.

Infine verranno presi in considerazione gli aspetti inerenti l'incentivazione e la connessione alla rete elettrica in modo tale da chiarirne il funzionamento.

L'obiettivo generale sarà quindi quello di inquadrare dal punto di vista normativo tutti gli aspetti inerenti gli IAFR così che si abbia un quadro generale e il più possibile chiaro sulla situazione.

Tipologie di IAFR

Prima di entrare nel vivo della trattazione risulta può risultare utile realizzare un quadro generale delle varie FER analizzando fonte per fonte il principio di funzionamento, la tecnologia usata, la situazione nazionale, regionale ed il confronto con altri paesi Europei.
Si avrà così una visione d'insieme sugli impianti oggetto successivamente della trattazione relativa agli aspetti normativi.

Impianti eolici

Il principio di funzionamento di un impianto eolico si basa sulla conversione dell'energia cinetica posseduta dal vento in energia meccanica di rotazione la quale, a sua volta, viene convertita in energia elettrica. Il componente fondamentale è quindi il rotore il quale, messo in rotazione dal vento, trasferisce il moto rotatorio al generatore elettrico.
I rotori ad oggi disponibili si distinguono per il numero di pale e per il posizionamento dell'asse. Per quanto riguarda il numero di pale potremo avere una,due o tre pale. La scelta più frequente ricade sulle tre pale in quanto la velocità di rotazione è minore rispetto agli altri casi e il rendimento di conversione dell'energia cinetica in meccanica è migliore.
Le scelte possibili riguardanti l'asse della macchina sono invece solamente due: asse orizzontale o verticale. La prima scelta riguarda soprattutto macchine di grossa taglia mentre la seconda macchine di piccole dimensioni ottime per installazioni domestiche.
Convertita l'energia cinetica in meccanica di rotazione c'è ora la necessità di convertire quest'ultima in energia elettrica. In questo caso esistono due alternative: l'utilizzo di macchine asincrone/sincrone o in corrente continua.
La prima soluzione necessita di un sistema di regolazione del passo delle pale in modo tale da mantenere costante la velocità di rotazione al variare della velocità del vento.
La seconda lavora invece a velocità variabile e generando energia elettrica in c.c. avrà a disposizione un inverter con il quale ottenere energia in c.a. a frequenza di rete.
Ad oggi la classificazione degli aerogeneratori viene fatta in:

- Microeolico
- Minieolico
- Medio o grande eolico

Le potenze in gioco variano da qualche kW (0-20 kW) del microeolico, da 20-200 kW per il minieolico a più di 200 kW per il medio-grande eolico.

Nel primo e nel secondo caso possiamo trovare sia turbine ad asse orizzontale che verticale mentre nell'ultimo caso esistono solo turbine ad asse orizzontale.

Il tutto viene evidenziato con semplicità dalle figure sottostanti nelle quali si visualizzano sia aerogeneratori ad asse verticale che orizzontale.

Turbina da 1 kW

Turbina da 50 kW

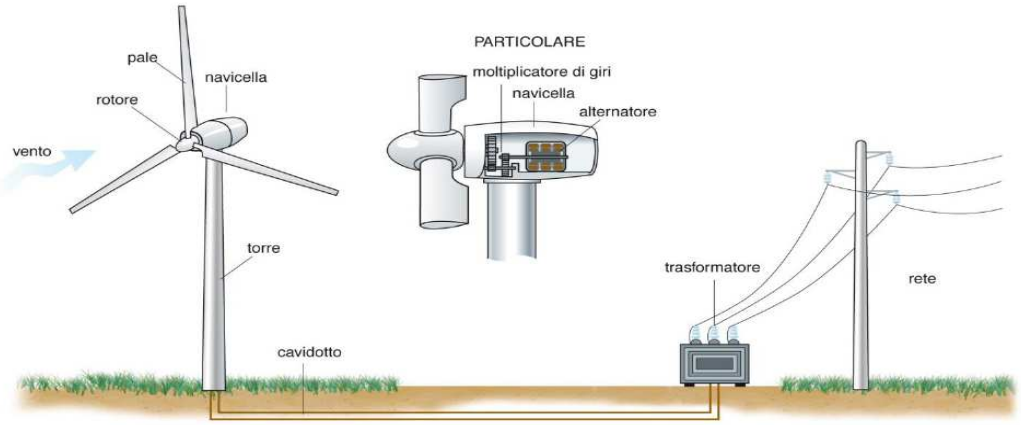
Turbina da 1 MW

Turbina da 20 kW

Turbina da 3 kW

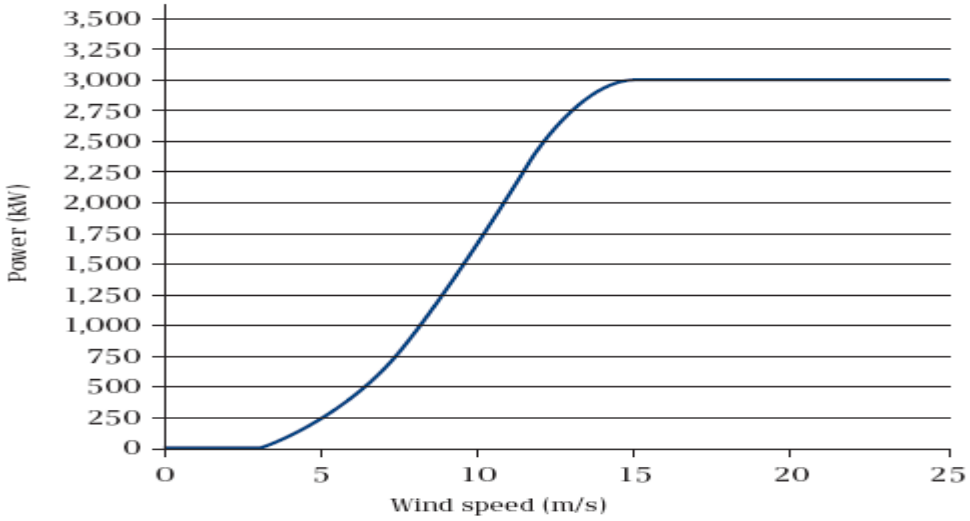
Contrariamente a quello che si potrebbe pensare più piccola è la taglia dell'aerogeneratore maggiore è il prezzo euro/kW. Si va infatti dai 3000-5000 euro/kW per il mini-microeolico ai circa 2000 euro/kW per il medio o grande eolico.

Dal punto di vista impiantistico può esser utile descrivere, con la figura successiva, un impianto industriale ad asse orizzontale collegato alla rete di distribuzione tramite trasformatore.



Pur trovandoci davanti ad una tecnologia il cui principio di funzionamento appare estremamente semplice, analizzandola in modo più approfondito si scoprono però vari aspetti critici.

Il primo problema che si incontra è il legame cubico fra produzione e velocità del vento. Questo aspetto crea non pochi problemi in quanto piccole variazioni della velocità creano grandi variazioni di produzione. Inoltre per motivazioni opposte rende inutilizzabili sia le basse velocità che le alte velocità. La produzione quindi si azzererà al di fuori del range individuato dalle due velocità tipiche del generatore denominate velocità di cut-in e cut-off. Il tutto viene evidenziato dalla figura sottostante raffigurante la curva di produzione di un aerogeneratore da 3 MW.



La forte variazione della produzione a fronte di piccole variazioni di velocità, unita alla difficoltà nel prevedere la velocità stessa, rende inoltre questa tipologia di impianti di

difficile programmazione. Di conseguenza spingere sulla copertura di buona parte del fabbisogno energetico con questa fonte può rendere il sistema elettrico di difficile gestione.

Se infatti le previsioni sulla ventosità delle giornate successive risultano errate si potrà verificarsi la presenza di un deficit produttivo che in tempi brevi deve esser coperto. Il sistema elettrico dovrà quindi avere a disposizione impianti che riescano ad aumentare la propria produzione in tempi brevi per far fronte a tale deficit e tale entità aumenta tanto più che aumenta l'incidenza della produzione eolica sul fabbisogno energetico.

Dal punto di vista tecnico questa è forse l'unica problematica difficilmente risolvibile.

Altri aspetti critici possono esser il forte impatto visivo che questi impianti hanno e la scarsa producibilità.

Il primo problema è fortemente sentito nel nostro Paese dove l'opinione pubblica è molto spesso fortemente in contrasto con la realizzazione di nuovi impianti.

Anche scegliendo infatti siti appropriati, magari senza luoghi di particolare interesse o pregio nelle vicinanze, l'aspetto relativo all'impatto visivo li rende difficilmente accettabili. Questo è sicuramente un punto su cui bisognerà lavorare molto dato che se si vogliono raggiungere determinati obiettivi in campo ambientale qualcosa dovrà esser sacrificato. Senza dubbio infatti con poche centrali termoelettriche si riesce a ricoprire quasi tutto il fabbisogno energetico nazionale occupando inoltre poche e ben delineate aree. Se si vuole però risolvere il problema dell'inquinamento ambientale e della dipendenza dall'estero che si ha sfruttando in modo massiccio combustibili fossili le centrali termoelettriche dovranno, almeno in parte,esser sostituite da altre tecnologie.

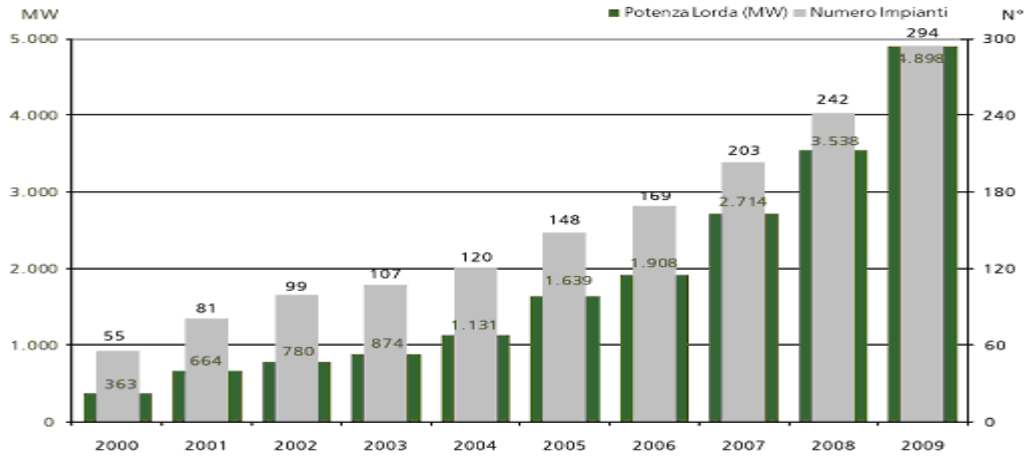
Sostituire però anche una sola centrale termoelettrica con impianti eolici è decisamente impegnativo. Nasce così un nuovo problema, quello della scarsa producibilità di questi impianti. Pensando anche infatti di realizzare un parco eolico con 10 turbine da 7 MW (oggi sono le più grandi installate sulla terra ferma) si raggiungerebbe una potenza installata di 70 MW. Una normale centrale termoelettrica può arrivare anche a più di 1000 MW quindi per coprire la sola potenza installata ne servirebbero almeno 15 di parchi eolici. Una centrale termoelettrica può lavorare anche 6000 ore l'anno mentre un impianto eolico se riesce a lavorare per 2000 ore raggiunge un obiettivo significativo.

Per coprire quindi la produzione di una singola centrale termoelettrica servono circa 40 parchi eolici di tali dimensioni per un totale di 400 aerogeneratori.

Si vede quindi facilmente che l'obiettivo di sostituire le centrali termoelettriche con centrali eoliche è decisamente complesso anche perché l'installazione di pale di tali dimensioni non è così sviluppata.

Rispetto ad altre fonti rinnovabili come ad esempio il solare, l'eolico ha però il vantaggio di produrre molta più energia a parità di spazio occupato.

Per capire meglio la reale situazione italiana utilizziamo ora alcuni grafici utili anche per effettuare confronti con altri stati. Partiamo con la visualizzazione della potenza installata:



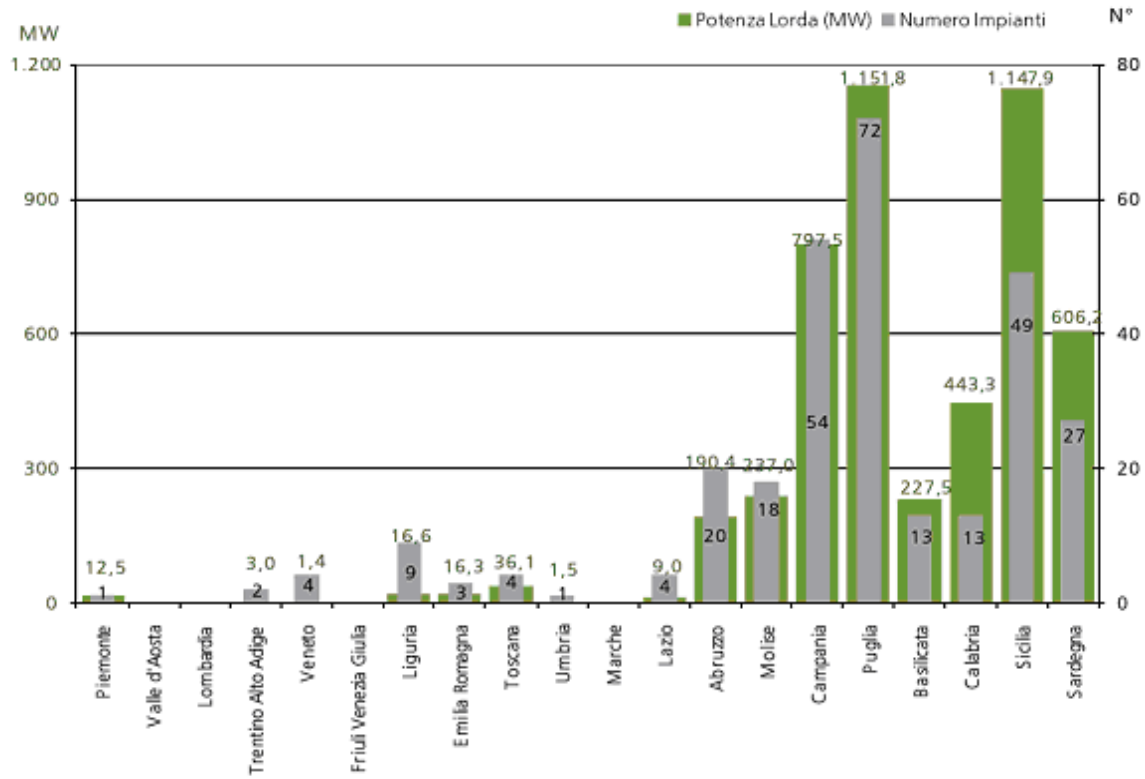
La situazione è decisamente migliorata negli ultimi anni con continui e ingenti incrementi di produzione attestabili anche nell'ordine del 40%. Solo nel 2009, anno di maggiore sviluppo, sono infatti stati installati ben 1312 MW.

Il raggiungimento di quasi 5000 MW di potenza installata è però ancora una goccia in mezzo al mare rispetto al fabbisogno energetico nazionale. Con quei 5000 MW (circa il 5% della potenza installata nazionale attestata intorno a 100 GW) si riesce infatti a produrre circa 6,5 TWh ovvero circa il 2% del fabbisogno energetico quantificato in circa 300 TWh.

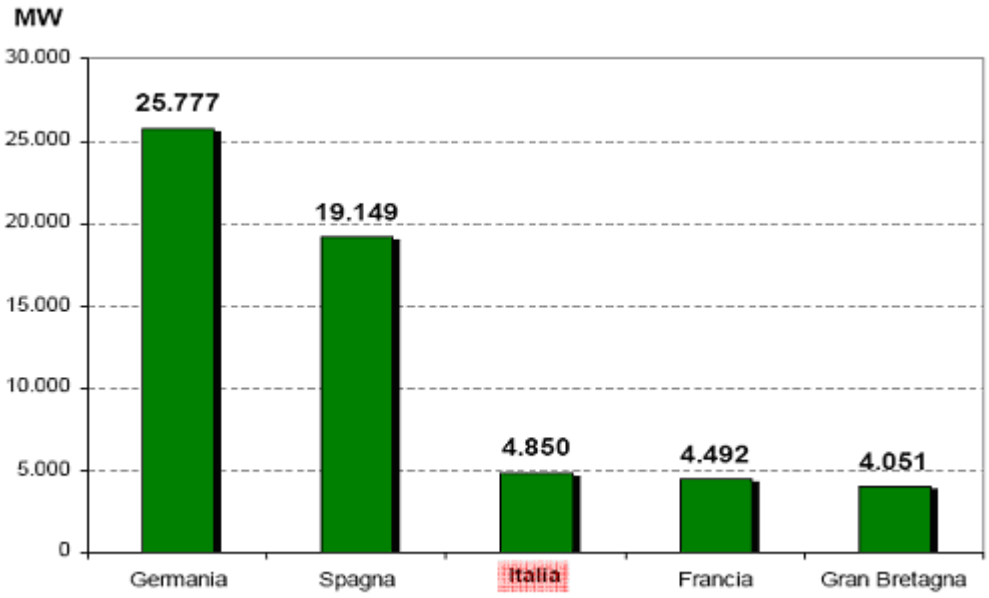
A grandi linee quindi la produzione totale realizzata in un anno (in realtà le ore di utilizzazione sono mediamente 1300) potrebbe esser realizzata da un solo impianto termoelettrico.

Dal punto di vista della dislocazione degli impianti, in Italia, si nota una concentrazione maggiore al sud dove le migliori condizioni climatiche favoriscono uno sviluppo maggiore di questa tecnologia, scarsamente radicata nella restante parte del territorio.

Il tutto viene descritto dal seguente grafico:



Confrontando infine la realtà italiana con quella di altri paesi esteri si nota una certa arretratezza rispetto ai primi posti, occupati da Germania e Spagna, come evidenziato dal grafico successivo.



Le motivazioni principali sono date dal fatto che le condizioni climatiche in quegli stati sono migliori sia dalla possibilità di installare impianti off-shore la cui installazione in Italia incontra non poche problematiche.

Solare

L’energia solare è costituita dall’energia radiante emessa dal sole attraverso le proprie radiazione riconducibile all’energia elettromagnetica emessa dai processi di fusione dell’idrogeno contenuto nel sole.

Una delle caratteristiche fondamentali di tale radiazione è la densità di potenza ovvero la quantità di potenza massima, che può esser raccolta da una superficie perpendicolare alla radiazione stessa che in condizioni di AM1 (air mass one ovvero lo spessore di atmosfera standard) è pari a 1000 W/m2.

La possibilità di raccogliere e utilizzare tale risorsa varia però da zona a zona dove sì va a definire la cosiddetta radiazione solare giornaliera media annua, indice della maggiore o minore disponibilità di questa risorsa.

Ad esempio vicino all’equatore abbiamo circa 7,2 kWh/m2/giorno mentre in zone con latitudine nord o sud superiore a 60° tale valore scende a 2,4 kWh/m2/giorno.

Anche in Italia fra nord e sud c’è una notevole differenza. Si passa infatti dai 4,8 kWh/m2/giorno presenti in Sicilia ai 3,2 kWh/m2/giorno del Friuli.

Lo sfruttamento di questa risorsa comprende varie possibilità tra cui:

- Solare termico
- Solare termodinamico
- Solare fotovoltaico

La prima è senza dubbio la più semplice e riguarda i cosiddetti pannelli radianti i quali sfruttano la radiazione solare per produrre acqua calda andando così a sostituire i normali apparecchi a gas o elettricità.

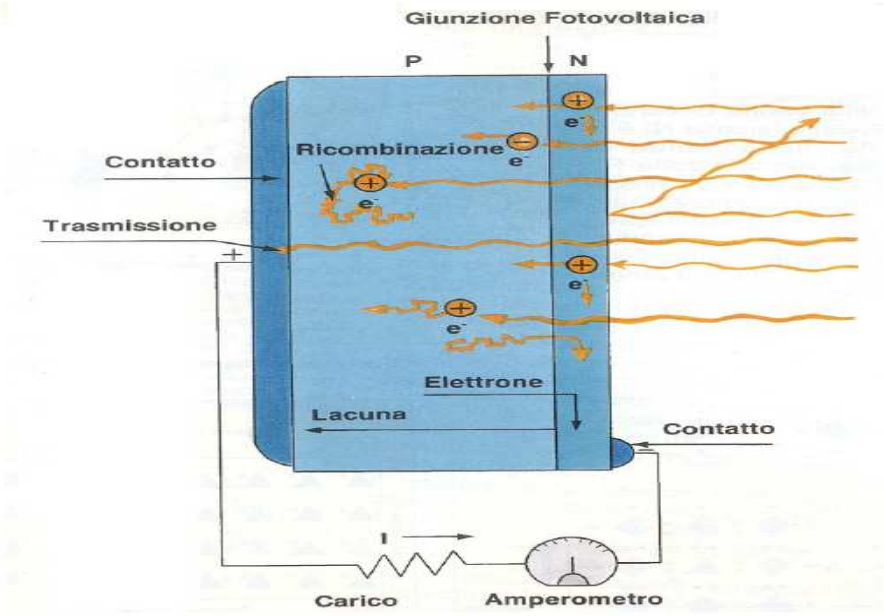
La seconda è riferita a centrali elettriche vere e proprie della potenza di circa 5 MW ottenute grazie al convogliamento della radiazione tramite l’utilizzo di specchi su una particolare caldaia la quale produce vapore che espandendo in turbina produce, movimentando un alternatore, energia elettrica. Questo sistema è però decisamente complesso sia perché necessita di notevole e onerosa manutenzione (gli specchi vanno puliti con notevole frequenza) sia perché a fronte di un rendimento molto basso (circa il 10%) si occupano spazi decisamente ampi.

In Italia di queste centrali ne esiste ad oggi solo una inaugurata nel 2010 in provincia di Siracusa avente una potenza installata di 5 MW e costata circa 60 milioni di euro.

Lo scopo di questa realizzazione è stato comunque più che altro dimostrativo al fine di sottolineare le potenzialità di questa tecnologia.

Negli Stati Uniti questa tecnologia è infatti fortemente utilizzata già dai primi anni 80 con impianti che raggiungono ad oggi anche i 50-60 MW.
Anche in Spagna si sono realizzate varie centrali di questa tipologia l'ultima delle quali entrata in funzione proprio nei primi mesi del 2011.
Bisognerebbe quindi capire perché ancora una volta l'Italia sia lontana anni luce da paesi che, come la Spagna, hanno condizioni climatiche simili alle nostre.
L'ultima tipologia di impianto disponibile è quella che utilizza le cosiddette celle fotovoltaiche ovvero celle che convertono direttamente l'energia solare in elettrica tramite il cosiddetto effetto fotovoltaico.
Il silicio, componente fondamentale dei moduli fotovoltaici, è un elemento con 14 elettroni di cui 4 di valenza i quali se posti a contatto con altri atomi permettono di generare un legame covalente. Ogni atomo in queste condizioni avrà 4+4 elettroni in comune con altri atomi. Il solo silicio non è però sufficiente ad ottenere la conversione detta precedentemente. C'è infatti la necessità di drogare il silicio con fosforo o boro ottenendo così silicio cristallino di tipo N o P.
Il silicio di tipo N avrà al sui interno atomi di fosforo che avendo 5 elettroni di valenza sarà caratterizzato dalla presenza di elettroni debolmente legati. Il fosforo fungerà quindi all'interno del reticolo cristallino da donatore.
Quello di tipo P ha invece atomi di boro che avendo 3 elettroni di valenza darà origine a lacune realizzando un reticolo cristallino che fungerà da accettore.
Ponendo i due materiali P e N a contatto otterremo, con i dovuti accorgimenti, una cella fotovoltaica.
Sovrapponendoli genereremo infatti un flusso elettronico da N a P (nello stesso modo si può dire che le lacune vanno da P a N) che genera una ricombinazione fra elettroni e lacune fino al raggiungimento dell'equilibrio. Si crea così un campo elettrico interno alla cella detto anche campo elettrico di built-in.
Esponendo la cella al sole avremo che i fotoni colpendo la zona N, esposta al sole, (quella esposta al sole) potranno esser assorbiti, riflessi o trasmessi.
Quelli assorbiti potranno avere sufficiente energia da creare sia nella zona P che in quella N coppie lacune-elettrone.
Il campo elettrico interno dividerà a questo punto gli elettroni in eccesso (quelli generati dall'assorbimento del fotone) dalle lacune spingendoli in direzione opposta. Gli elettroni, oltrepassata la zona intermedia fra lo strato P e N detta zona di svuotamento, non potranno più tornare indietro per effetto del campo elettrico così che connettendo la

cella con un conduttore esterno otterremo un circuito chiuso in cui circolerà corrente dalla zona N, a potenziale maggiore,a quella P, a potenziale minore. Tutto questo fino a che la cella rimane esposta al sole. La cella funziona così da generatore in corrente continua come descritto in modo semplice dalla seguente figura:



L'efficienza di una cella si determina a partire dal rapporto della potenza massima da essa erogata e quella incidente sulla sua superficie come descritto dalla seguente relazione:

$$Efficienza\ \eta = {P_{\max}}/{P_{inc} * A_{cella}}$$

In commercio le efficienze maggiormente raggiunte non superano il 10-14% mentre in laboratorio si sono raggiunti valori prossimi al 23%.

Il motivo principale del basso rendimento è dato dal fatto che gran parte dell'energia che colpisce la cella o viene riflessa o non è in grado di liberare gli elettroni debolmente legati.

L'unione di più celle fotovoltaiche elementari collegate in serie e parallelo genera un modulo fotovoltaico da una determinata potenza di picco espressa in Wp (watt di picco ovvero la massima potenza erogabile in determinate condizioni di irraggiamento e temperatura superficiale).

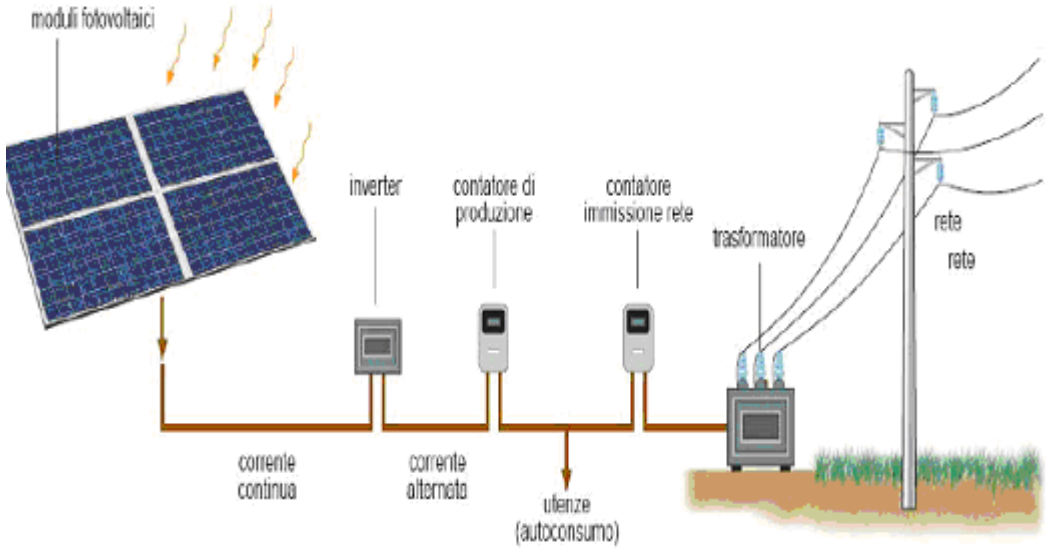
Più moduli fotovoltaici formano un pannello fotovoltaico la cui unione forma a sua volta una stringa fotovoltaica. Infine più stringhe formeranno un campo fotovoltaico.

Senza dubbio fra le tre tipologie di impianto quest'ultima è la più utilizzata soprattutto nell'ultimo periodo dove sì è verificato un forte passaggio dall'utilizzazione dei campi per l'agricoltura all'utilizzo per l'istallazione di campi fotovoltaici.
Proprio la poca redditività dal punto di vista economico dell'agricoltura sta dando una forte spinta allo sviluppo del fotovoltaico che, con le incentivazioni presenti, risulta maggiormente remunerativo dell'agricoltura stessa.
Come per l'eolico anche nel solare gli impianti vengono classificanti in base alla loro taglia. Avremo quindi:

- Impianti per piccole unità isolate o no (massimo 10 kWp)
- Impianti di media taglia connessi alla rete (dell'ordine di 100 kWp)
- Impianti di grossa taglia denominati serre (3000 kWp)

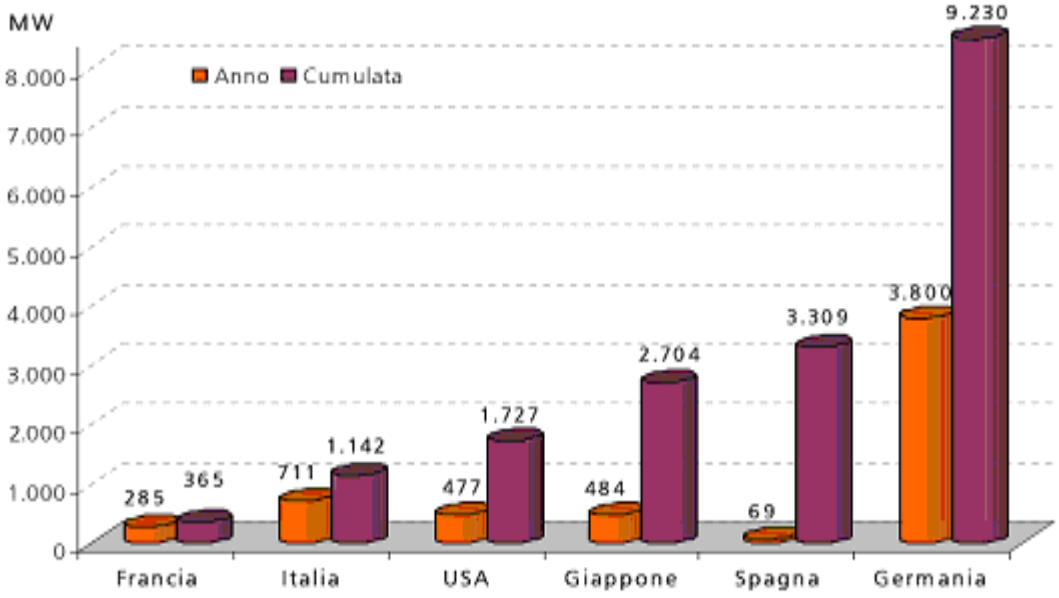
Considerando ad esempi l'ultima tipologia avremo normalmente strutture suddivise in 10 sottocampi ognuno da 300-330 kWp. Lo spazio occupato solamente dai moduli è circa 26500 mq anche se globalmente occorrono più di 5 ettari di terreno.
Questa è una delle problematiche maggiori da risolvere in quanto l'opinione pubblica non è molto favorevole né alla moltiplicazione dei terreni occupati da moduli fotovoltaici né nei confronti dell'impatto paesaggistico che i campi fotovoltaici hanno.
Sarebbe quindi opportuno realizzare i nuovi impianti in zone idonee come ad esempio terreni abbandonati o posti in zone degradate come le zone industriali, evitando di occupare terreni potenzialmente coltivabili.
Come per l'eolico la problematica principale è la scarsa produttività di questi impianti che, ancora una volta, confrontata con il termoelettrico ci fa capire quanto difficile sia sostituire i convenzionali impianti produttivi con IAFR.
Prendendo anche un impianto di grossa taglia (3 MWp) in un anno sarebbe un ottimo risultato produrre 4500 MWh dato che l'obiettivo di 1500 ore di funzionamento può esser raggiunto solo al sud. Man mano infatti che si sale verso nord le ore di utilizzazione scendono anche fino a 1100 ore/anno. Quello che si produce in un anno con il più grosso impianto fotovoltaico può esser facilmente prodotto in meno di una giornata da un gruppo a vapore da 320 MW. La distanza è quindi abissale.
Dal punto di vista dei costi, anche in questo caso, il loro andamento è inversamente proporzionale alla taglia. Tanto più grande è l'impianto tanto minore è il costo euro/kWp.
Si può infatti andare dai 5500 euro/kWp ai 7000 euro/kWp per gli impianti sotto i 200 kW a meno di 5000 euro/kWp per quelli di potenza sopra il MW.

Un tipico esempio di impianto fotovoltaico collegato alla rete è descritto dalla seguente figura:



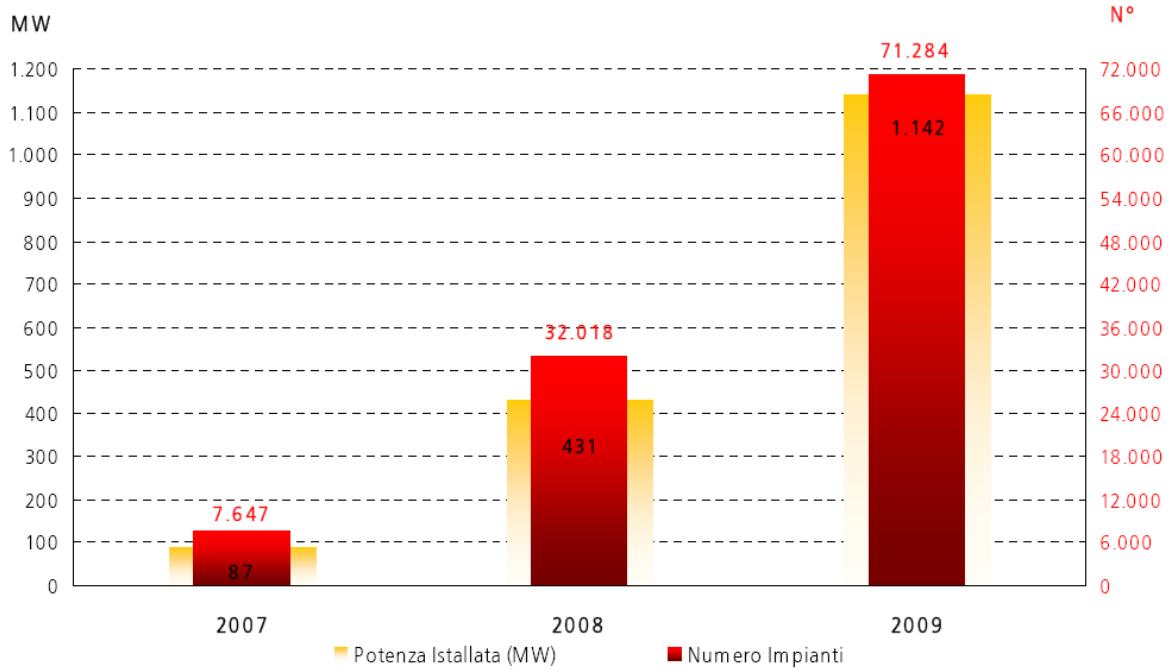
L'Italia, come nel caso dell'eolico, si trova rispetto ad altri paesi decisamente indietro pur essendo, a differenza proprio dell'eolico, favorevole dal punto di vista ambientale. Non a caso è definita il Paese del sole.

Il tutto è dimostrato dal grafico successivo che descrive la potenza installata globalmente e le nuove installazioni (relative al 2009) nei maggiori paesi mondiali.

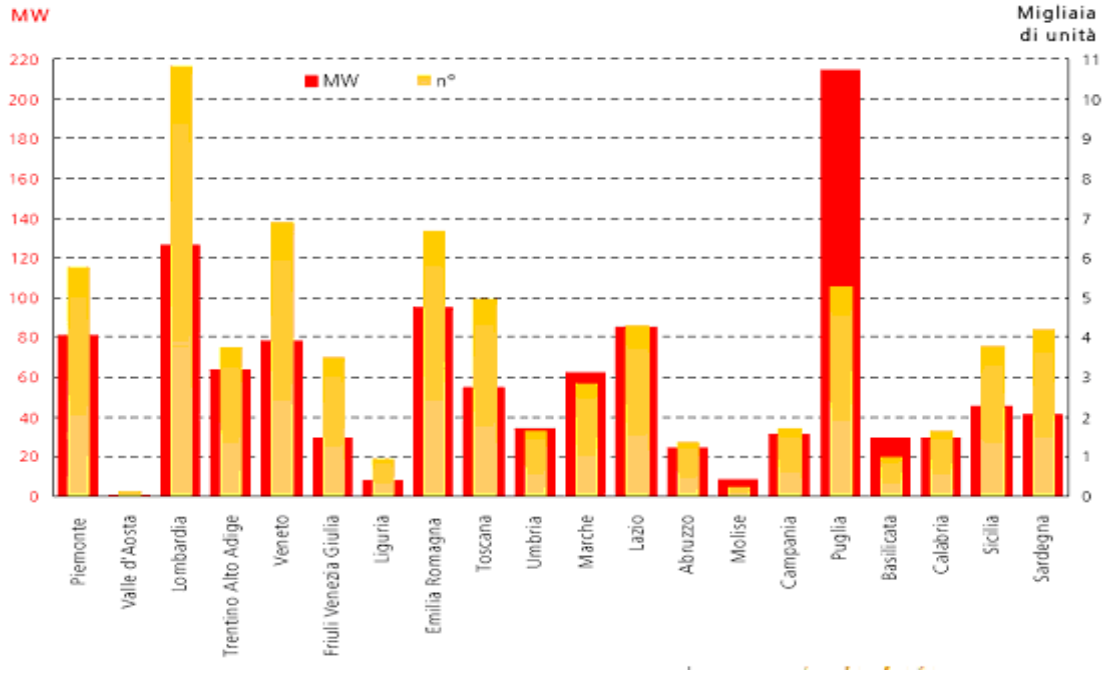


Lo sviluppo degli ultimi anni è comunque stato notevole e ciò può solo che far ben sperare per il futuro. Dal 2007 al 2009 infatti la potenza installata è aumentata di circa 13 volte.

Tale aspetto è descritto da seguente grafico:



Il successivo grafico dimostra poi una distribuzione piuttosto uniforme delle installazioni nelle varie regioni italiane con picchi verso l'alto in Puglia e verso il basso in Molise e Liguria.



Globalmente la totalità degli impianti presenti sul territorio riesce a produrre 673,8 GWh, veramente una nullità rispetto alla produzione totale da FER. Copre infatti solamente circa l'1% del totale,circa lo 0,2% del carico e lo 0,6% della potenza

installata. Dichiarare quindi che è una goccia in mezzo al mare può esser veramente appropriato.
I dati raggiunti da Germania e Spagna in questo campo (soprattutto della Germania dove senza dubbio la potenza incidente è minore) dovranno esser da stimolo per il nostro Paese in quanto c'è la prova che con i giusti accorgimenti i risultati ottenibili possono notevolmente migliorare soprattutto affiancando al solare fotovoltaico quello termodinamico il quale è in Italia ancora una tecnologia quasi del tutto sperimentale.

Biomasse

Con il termine biomasse si intende tutta la cerchia di materiali di origine organica che non hanno avuto alcun processo di fossilizzazione. Queste rientrano all'interno delle fonti rinnovabili in quanto dalla loro combustione si libera una quantità di CO2 pari a quella assorbita durante la loro vita. Il bilancio relativo alla CO2 è quindi in pareggio. Ad oggi la normativa ha equiparato a FER anche la parte biodegradabile dei rifiuti solidi urbani.
La differenza sostanziale quindi rispetto alla combustione di combustibili fossili è data dal fatto, nel secondo caso, il carbonio emesso in atmosfera è carbonio fissato nel sottosuolo che va quindi a produrre nuova CO2. Nello stesso tempo la produzione di zolfo e ossidi di azoto sprigionata dalla combustione di biomasse è notevolmente inferiore.
Le biomasse maggiormente utilizzate possono derivare da scarti relativi a lavorazioni di vegetali o del legname. In questo caso i vantaggi ottenuti sono due: il primo è quello di produrre energia termica o elettrica senza immettere nuova CO2 mentre il secondo riguarda l'eliminazione della necessità di smaltire in discarica tali rifiuti riducendo i costi di smaltimento e aumentando la vita delle discariche stesse.
In altri casi la biomassa viene prodotta andando a coltivare colture con l'obiettivo di utilizzarle per tale processo produttivo. Utilizzeremo quindi determinati quantitativi di terreni alla produzione di biomassa. Questa soluzione può riguardare sia coltivazioni di alberi (ad esempio pioppi a crescita veloce) che di altri prodotti agricoli come il sorgo o il mais.
L'utilizzo ad esempio delle biomasse forestali (cippato, pellet) in caldaie ad alto rendimento, prossimo al 90%, rende questa tipologia di impianto concorrenziale anche

rispetto a quelli a combustibili fossili. Da tale combustione si può produrre calore, energia elettrica od entrambi con l'introduzione di cicli combinati.

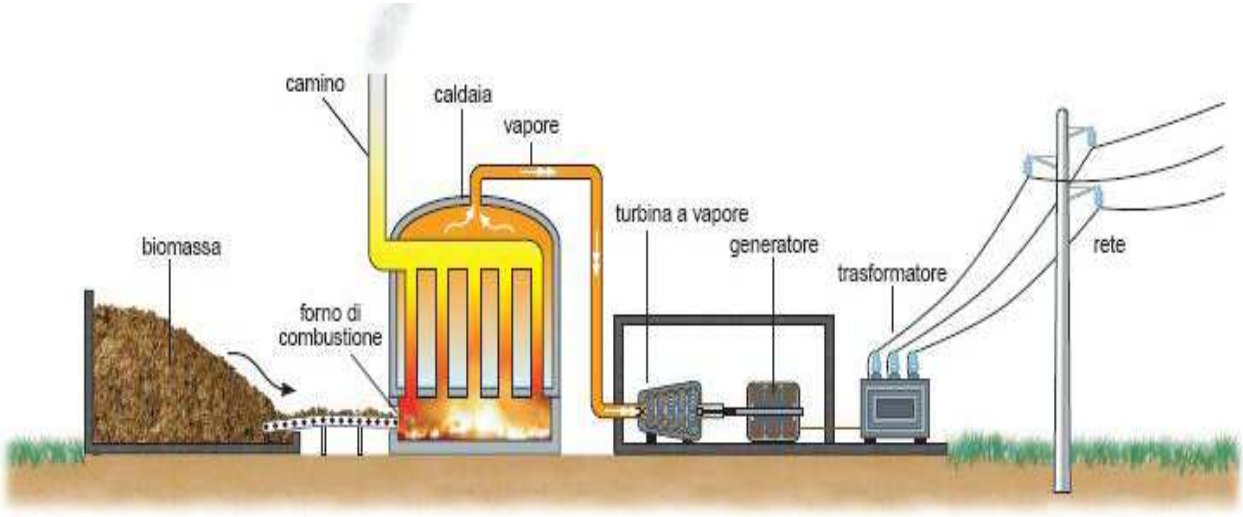
I possibili usi delle biomasse sono:

- Utilizzo diretto in caldaia
- Produzione di biocombustibili

Andando più nello specifico ad oggi le tipologie impianti a biomassa sono:

- Impianti tradizionali con forno che brucia la biomassa solida, caldaia che alimenta una turbina a vapore accoppiata ad un generatore
- Impianti ibridi che bruciano insieme combustibili convenzionali e biomasse solide detti anche impianti a co-combustione
- Impianti a biomasse liquide (oli vegetali, biodisel) costituiti da motori endotermici accoppiati a generatori

Un tipico esempio di impianto a biomassa solida con caldaia per la produzione di vapore è descritto dalla figura successiva.



La differenze tecnologica con gli impianti alimentati a combustibile fossile sembrerebbe, a prima vista, esser unicamente quella relativa al combustibile usato. In realtà la non purezza del combustibile o il fatto di avere un combustibile solido rende piuttosto difficoltosa la loro realizzazione e gestione.

Uno degli aspetti maggiormente critico, proprio per le impurità del combustibile, è molto spesso la gestione dei gas di scarico il quale prima di esser immesso in atmosfera dovrà esser idoneamente depurato. Sarebbe infatti inutile utilizzare una fonte considerata come rinnovabile ma che inquina più delle fonti convenzionali. Nel considerare le sostanze inquinanti non bisogna infatti far riferimento solo alla CO_2.

Ulteriori vantaggi nell'utilizzo di questa tecnologia possono esser quelli relativi alla creazione di nuovi posti di lavoro nel campo agricolo data la necessità di coltivare piantagioni adibite alla produzione di biomasse.

Purtroppo però tali combustibili possono esser reperiti solo in alcuni mesi dell'anno quindi per poter mandare avanti un impianto serviranno ingenti spazi per lo stoccaggio delle biomasse stesse.

Anche il legno che in realtà sembrerebbe presente tutto l'anno viene tagliato prevalentemente d'inverno quindi il problema si ripresenta inalterato.

Nello stesso tempo la resa per ettaro di tali coltivazioni è piuttosto bassa quindi grandi impianti richiedono di quantitativi enormi di terreni da coltivare solamente per biomasse. Per dimostrare ciò si può dire che per alimentare a biomasse una centrale con 4 gruppi da 660 MW sarebbe necessario coltivare a biomasse il 75% del territorio agricolo del Veneto.

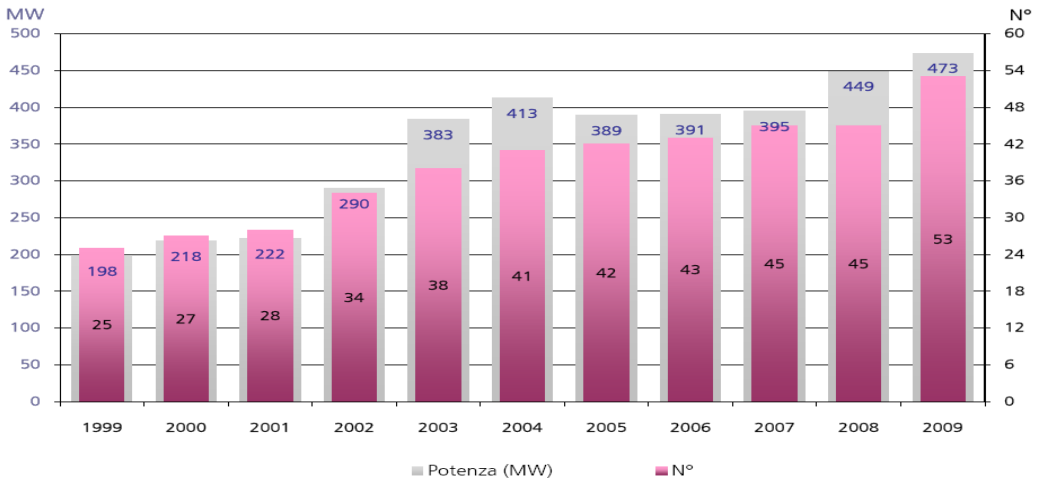
Di conseguenza,come per il fotovoltaico, lo sviluppo di queste tecnologie entra ben presto in contrasto con la normale agricoltura data l'elevato territorio occupato.

Altro aspetto critico è l'impatto ambientale che aspetti indiretti come quelli relativi alle emissioni inquinanti generate durante la coltivazione e il trasporto possono avere.

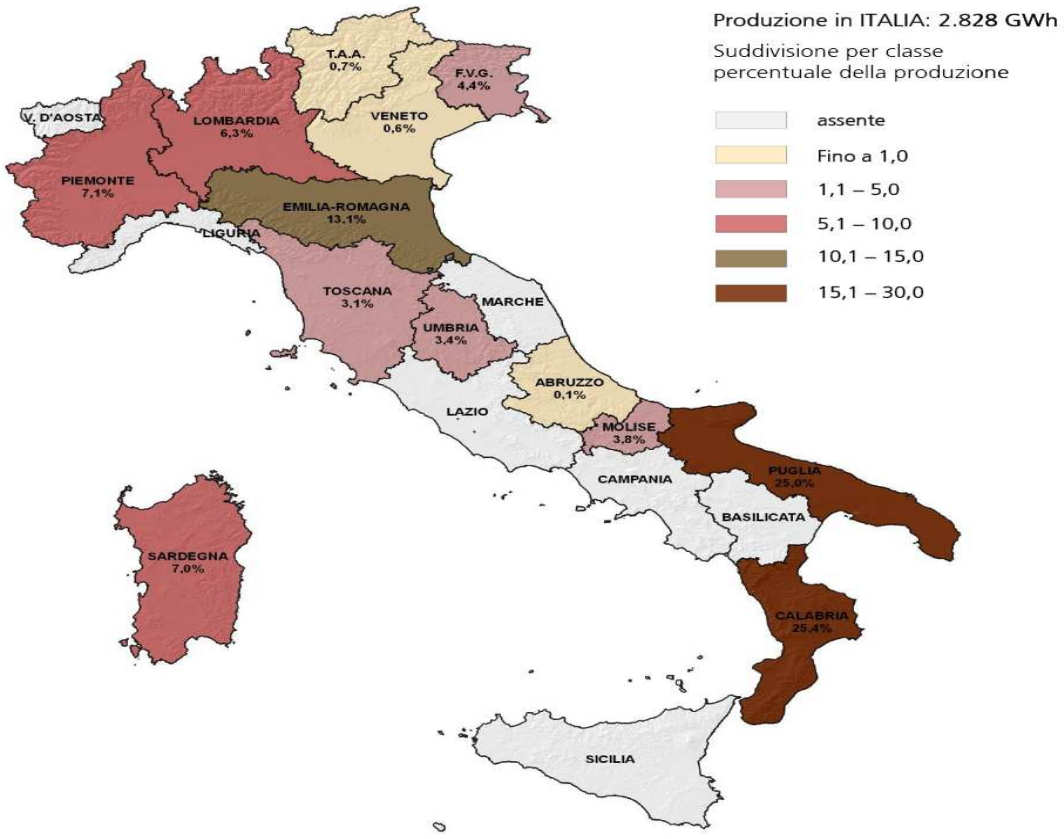
Sarebbe quindi opportuno coltivare in loco le biomasse evitando lunghi trasporti su gomma. Inoltre è fondamentale evitare di coltivare quei terreni che per la loro natura contengono elevati quantitativi di CO_2 dato che questa verrebbe sprigionata in atmosfera durante le lavorazioni utili alla coltivazione. E' questo il caso di terreni adibiti in passato a torbiere.

Analizziamo ora la situazione italiana evidenziando la potenza installata, il numero di impianti attivi suddividendo la produzione in utilizzo di biomassa solida e bioliquidi.

Partiamo con l'evoluzione nel tempo delle installazioni di impianti a biomassa solida:

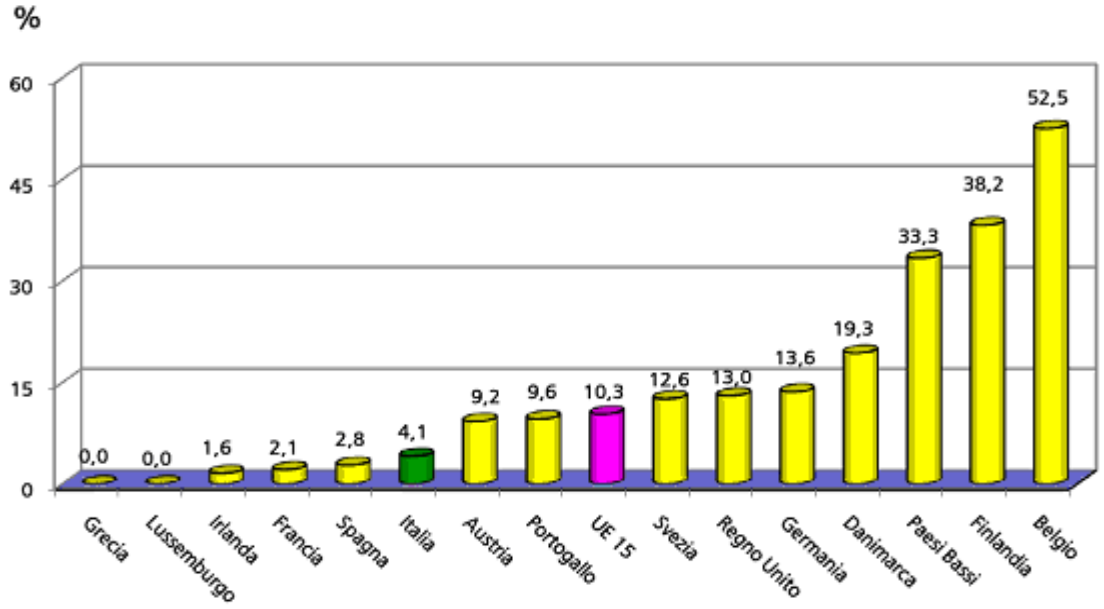


Dal grafico si evince facilmente che lo sviluppo di questa risorsa negli ultimi anni si è piuttosto arrestato a differenza delle altre fonti rinnovabili già descritte.
La produzione per l'anno 2009 si è attestata in 2828 GWh con un aumento di solo il 17% rispetto ai 2241 GWh del 1999.
Con la seguente mappa dell'Italia si va poi a capire come si distribuiscono tali impianti sul territorio.



Dalla cartina dell'Italia si vede subito che numerose regioni non utilizzano questa risorsa. Sarebbe quindi opportuno capire le motivazioni di tale scelta cercando di spingere sulla realizzazione di nuovi impianti dove ancora non ce ne sono, visto che con una occupazione limitata di spazio si riesce a produrre buoni quantitativi di energia.
A differenza del solare e dell'eolico infatti se c'è a disposizione combustibile l'impianto può lavorare a ciclo continuo e a pieno regime in quanto,qualunque sia il costo di produzione, l'energia viene comunque immessa sul mercato in quanto derivante da FER.
In Italia però tale potenzialità è ancora troppo sottoutilizzata visto che la produzione da biomassa solida supera di poco il 4% della produzione da FER totale come evidenziato dal grafico della pagina seguente.

Grafico che ancora una volta può però far ben sperare in quanto paesi come Belgio, Finlandia o Paesi Bassi sfruttano in modo massiccio questa risorsa rispetto alle altre FER.



Passiamo ora ad analizzare gli impianti alimentati da bioliquidi.

Dal 2008 al 2009 le installazioni sono aumentate di 30 unità passando da 12 a 42 con un totale di potenza installata di 385 MW. Anche la produzione ha avuto un forte incremento passando da 65 GWh del 2008 a 1448 GWh del 2009.

In Italia la regione che spinge di più verso questa tecnologia è l'Emilia Romagna dove sono presenti quasi il 40% degli impianti.

Globalmente le biomasse solide e biocombustibili producono 4276 GWh, ben sei volte di più del solare.

Sia per le biomasse solide che per quelle liquide gli impianti realizzati sono di piccole dimensioni. Vanno infatti da qualche MW a qualche decina di MW e molto spesso vengono utilizzati come autoproduzione. Le potenzialità di questa risorsa sono comunque ottime quindi vale la pena continuare nel suo sviluppo.

Introduciamo ora un esempio per far capire meglio le potenzialità di questa tipologia di impianto. Prendiamo in considerazione la sola ipotetica produzione ottenibile con la combustione in caldaie a griglia di rifiuti solidi urbani (RSU). Ipotizziamo per i RSU un potere calorifico inferiore di 2000 kcal/kg (aumentabile a 3600 kcal/kg per i rifiuti pretrattati), un rendimento elettrico dell'impianto del 20% corrispondente ad un consumo specifico di combustibile pari a 4000 kcal/kWh ed una disponibilità di RSU pari a 26 Mt/anno. Globalmente l'impianto riuscirebbe a produrre circa 13000

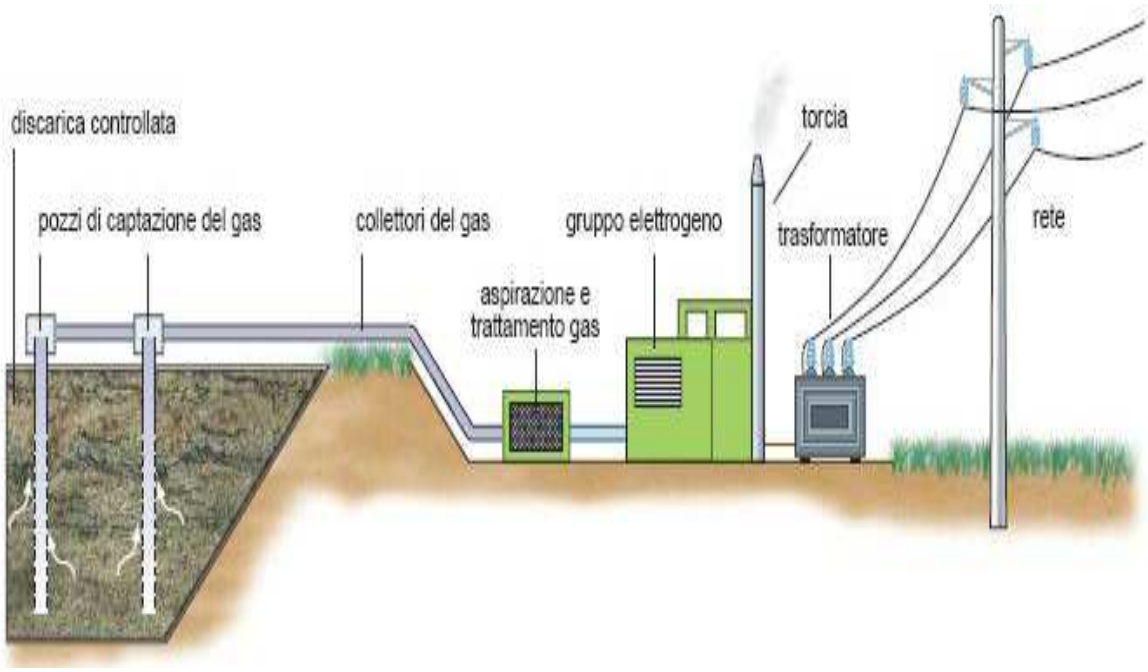
GWh/anno di energia elettrica che sommata alla quota relativa alle biomasse coltivate e ai biocarburanti raggiungerebbe quasi la soglia dei 20000 GWh/anno.
Considerando che nel 2009 la richiesta di energia elettrica è stata di 300 TWh,con tale sfruttamento dei RSU e delle biomasse coltivate si coprirebbe il 7% del fabbisogno energetico nazionale.
La possibilità inoltre di utilizzare il calore refluo all'uscita della turbina per teleriscaldamento aumenta ancor di più l'efficienza energetica di questi impianti e la riduzione di emissioni in atmosfera.
Senza dubbio pensare di bruciare la totalità dei rifiuti solidi urbani (RSU) è ad oggi una utopia. I dati ottenuti devono però far pensare visto che ad oggi le potenzialità di questa risorsa (biomassa in generale) sono decisamente sottoutilizzate.
Non bisogna inoltre dimenticare che l'utilizzo dei RSU come combustibile, attenuerebbe di gran lunga il problema fortemente discusso della realizzazione di nuove discariche dato che i quantitativi di rifiuti che vi verrebbero immessi si rilucerebbero drasticamente.

Biogas

Il biogas si genera dalla fermentazione anaerobica di materiale organico vegetale o animale e, grazie all'elevato contenuto di metano (almeno il 50%) , è un ottimo combustibile sia per produrre calore che energia elettrica.
Il biogas può esser estratto dalle discariche oppure esser ottenuto tramite la fermentazione di sostanze organiche in appositi digestori.
Nel caso più comune di biogas prodotto da discarica avremo un impianto composto da:

- Pozzi di captazione per l'estrazione del biogas collegati a tubazioni di trasporto e collettori di raggruppamento
- Sezione di aspirazione e depurazione del biogas
- Sezione di produzione di energia elettrica con torcia di sicurezza per bruciare il biogas inutilizzato

Il tutto viene descritto in modo semplice dalla seguente figura:



Nel caso di biogas non derivato da discarica lo schema impiantistico si modifica con l'introduzione di un digestore anaerobico dove avverrà la fermentazione della sostanza organica e un gasometro per stoccare il biogas prodotto.

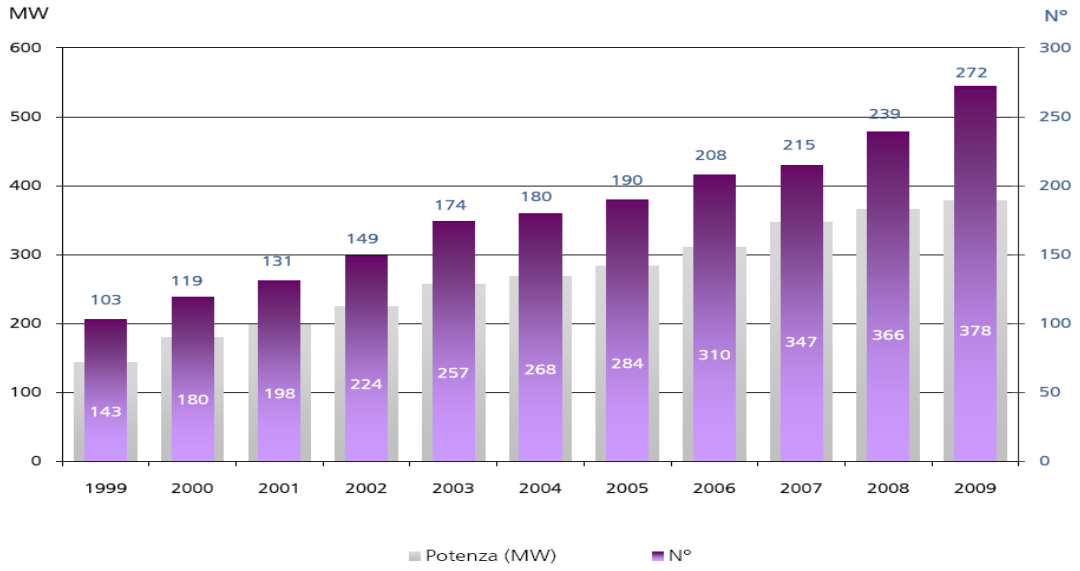
Esiste poi anche la possibilità di ottenere biogas dalla gassificazione della legna ottenendo così un combustibile gassoso decisamente più facile da gestire rispetto alla legna stessa.

La sezione di produzione di energia elettrica citata precedentemente è composta essenzialmente da un gruppo elettrogeno alimentato a gas ottenuto normalmente modificando l'alimentazione di un normale motore a benzina o gasolio.

Le potenze in gioco dipendono normalmente dal quantitativo di biogas disponibile.

Solo in presenza di ingenti quantitativi di biogas si può pensare di passare all'utilizzo di una turbina a gas eventualmente da accoppiare con una a vapore ottenendo un ciclo combinato e potenze in gioco decisamente superiori alle precedenti. In entrambi i casi comunque si riesce a produrre sia energia elettrica che calore utilizzabile per vari scopi aumentando così notevolmente il rendimento complessivo dell'impianto.

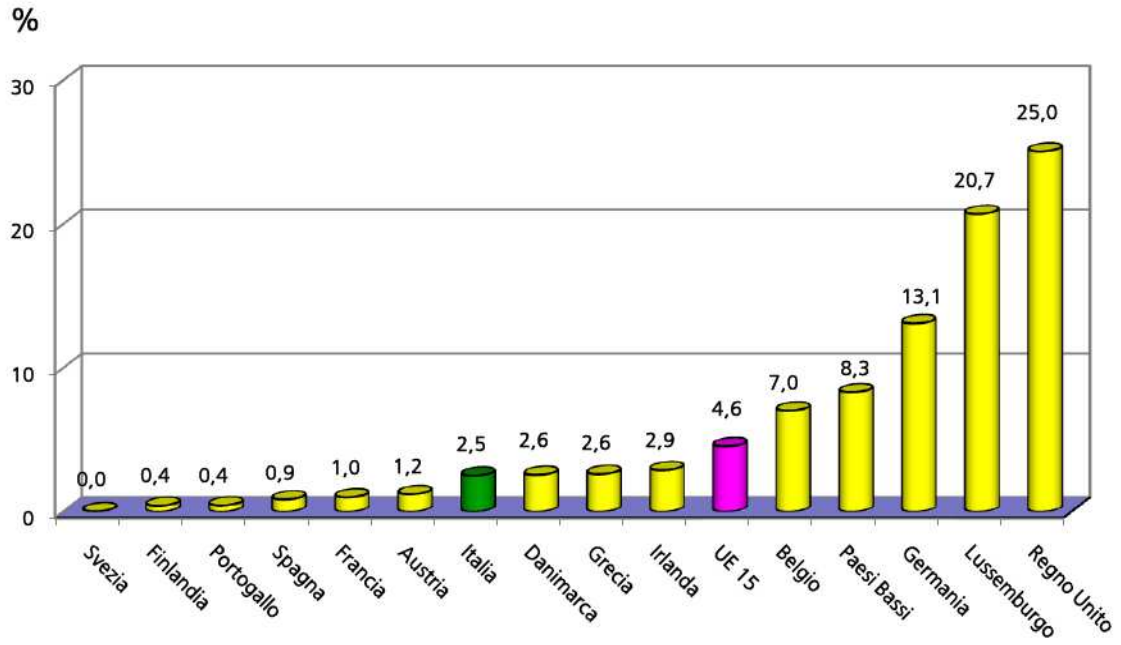
In Italia, come descrive il grafico inserito nella pagina successiva, l'utilizzo del biogas è in continua ascesa con un incremento di quasi tre volte negli ultimi 10 anni.



Anche la produzione è aumentata costantemente con un tasso medio annuo del 12% passando da 583 GWh del 1999 ai 1740 GWh del 2009.

Lo sfruttamento di tale risorsa rispetto alle altre FER è però ancora decisamente scarso. Ci sono infatti paesi come Regno Unito o Lussemburgo dove lo sfruttamento del biogas copre il 25% della produzione totale da FER.

Il quadro generale della situazione europea relativa all'incidenza di questa fonte sulla produzione totale da FER è descritto dal seguente grafico:



Purtroppo però la combustione diretta di sostanze organiche prelevate sia dai rifiuti solidi urbani che da scarti di lavorazioni varie e la produzione di biogas entrano in contrasto in quanto più quantitativi ne brucio meno ne conferisco in discarica.

Di conseguenza la produzione di biogas in discarica è in diminuzione anche se esistono numerose discariche di vecchia concezione ancora sfruttabili per l'estrazione del biogas.

Idroelettrico

Con impianto idroelettrico si intende un insieme ordinato di strutture di ingegneria civile, di macchinari e apparecchiature progettato per convertire l'energia potenziale di gravità dell'acqua in energia elettrica.

Per poter sfruttare l'acqua dal punto di vista industriale è fondamentale conoscere le caratteristiche idrauliche della fonte considerata. Solo infatti conoscendone portata e andamento nel tempo potremo utilizzare al meglio tale risorsa. Saranno quindi necessari studi idrografici e idrologici.

Il principio su cui si basa lo sfruttamento dell'acqua è quello con il quale si va a convertire l'energia potenziale di gravità da essa posseduta in energia meccanica di rotazione e quindi in energia elettrica. L'acqua viene prelevata da opere predisposte a ciò nel punto di prelievo, portata sulla verticale del punto di restituzione,inviata alla motrice idraulica e quindi restituita al corso d'acqua.

Sarà quindi fondamentale che le opere di trasporto immettano la minor perdita di energia di posizione possibile in modo da poterla sfruttare al massimo.

In sintesi il principio su cui si basa tutto ciò è:

- Conservare quasi tutta l'energia potenziale disponibile nell'acqua al punto di prelievo
- Trasformare l'energia di posizione in energia di pressione sulla verticale del punto di restituzione
- Utilizzare questa energia in una motrice idraulica che trasformerà l'energia di pressione in meccanica di rotazione.

L'energia di rotazione così ottenuta movimenterà poi il generatore elettrico per la produzione di elettricità.

La potenza elettrica espressa in kW estraibile da un determinato flusso d'acqua si determina facilmente dalla seguente relazione:

$$P_{el} = g * \eta_{el} * Q * H$$

dove

- ηel è il rendimento della turbina
- Q è la portata in m3/sec dell'acqua
- H è il salto utile
- g è l' accelerazione gravitazionale.

Per poter sfruttare l'acqua al fine di produrre energia elettrica come evidenziato dalla definizione di impianto idroelettrico avremo bisogno di opere civili e macchinari o apparecchiature ben definite.

Dal punto di vista delle opere civili avremo bisogno di:

- Opere di sbarramento
- Opere di presa
- Opere di trasporto
- Vasche di carico o pozzi piezometrici
- Condotte forzate
- Canali di restituzione

La presenza di tutte le opere sopraelencate dipende però dalla tipologia d'impianto. A seconda infatti che un impianto sia ad acqua fluente, a deflusso regolato o di accumulo per pompaggio le opere civili necessarie possono variare.

Nei primi due la classificazione viene fatta normalmente in base al tempo di riempimento dell'invaso di accumulo. Negli impianti ad acqua fluente il tempo di riempimento è inferiore alle 2h e di conseguenza non c'è alcuna possibilità di regolazione. Sfrutta infatti una portata piuttosto elevata a fronte di un salto piccolo.

Negli impianti a deflusso regolato invece troviamo quelli a bacino se il tempo di riempimento è inferiore alle 400h e a serbatoio se è superiore alle 400h. In questo caso si sfruttano portate minori ma elevati salti.

Nell'ultimo caso (impianti a pompaggio) avremo invece due bacini, uno superiore e uno inferiore. L'acqua una volta turbinata viene quindi riportata al bacino superiore tramite pompe, operazione fatta normalmente di notte. Solo il primo passaggio dell'acqua all'interno della turbina da però un contributo alla produzione da FER.

Andiamo quindi a descrivere in modo più particolareggiato un impianto a deflusso regolato munito quindi della totalità delle opere civili sopraelencate.

Partiamo col descrivere il primo punto. Le opere di sbarramento hanno lo scopo di realizzare, nel luogo in cui vengono costruite, sia un volume di accumulo sia un sopraelevamento del normale livello.

La corretta gestione di queste è fondamentale sia per l'impianto stesso sia per la sicurezza collettiva. Un'errata gestione può infatti portare a catastrofi ambientali.

Ottenuto un volume di accumulo l'acqua verrà prelevata tramite la realizzazione di opere di presa. Con queste si preleva l'acqua direttamente dal corso d'acqua o dal'invaso e la si invia alle opere di trasporto.

Ulteriore compito fondamentale delle opere di presa è quello di eliminare dall'acqua tutti i detriti eventualmente presenti. Per far ciò si utilizzano griglie le quali fermeranno i materiali in sospensione come foglie o legname, sghiaiatori che eliminano i grossi detriti che si depositano sul fondo e i dissabbiatori ovvero vasche dove l'acqua rallenta e permette il deposito di sabbia o limo sul fondo. Tutti e tre gli elementi naturalmente periodicamente verranno puliti.

L'acqua così depurata viene inviata alle opere di trasporto che la porteranno in corrispondenza della verticale del punto di restituzione cercando di ridurre il più possibile le perdite dovute essenzialmente alla riduzione del salto utili presente e alle perdite di carico. Qui è normalmente presente o un pozzo piezometrico o una vasca di carico.

Le tipologie di canale variano da canali in galleria,a pelo libero o in pressione a seconda delle esigenze.

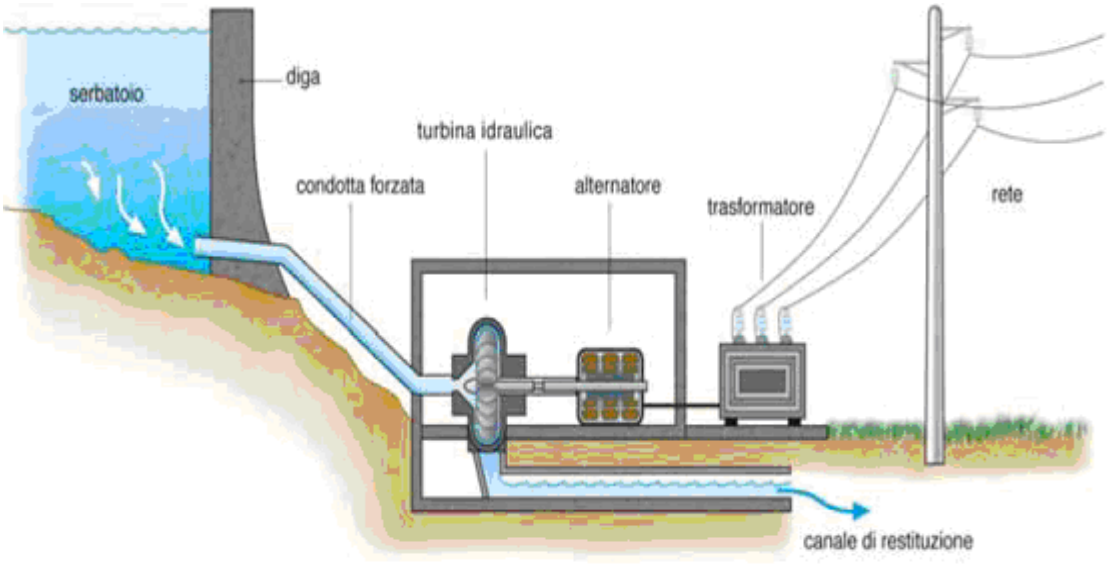
La sezione dei canali deve comunque esser determinata in modo tale da non avere né velocità troppo alte (sopra i 3,5 m/sec) ne troppo basse (sotto 1 m/sec). Nel primo caso infatti si genera un'erosione eccessiva delle superfici mentre nel secondo si corre il rischio di generare depositi nelle tubazioni.

Una volta che l'acqua è stata portata in corrispondenza della vasca di carico o del pozzo piezometrico avremo le cosiddette condotte forzate dove l'acqua accelererà e arriverà alla macchina motrice idraulica.

Quest'ultime possono esser realizzate in materiali metallici, in roccia, in calcestruzzo o in legno. La scelta del tracciato e del diametro viene fatta su considerazioni puramente economiche tenendo conto dei costi di investimento e dell'energia persa.

A questo punto l'acqua turbinata dovrà esse reintrodotta nell'ambiente, normalmente nel corso d'acqua da cui è stata prelevata. Il tutto viene eseguito con le opere di restituzione le quali devono esser gestite in modo idoneo per evitare portate eccessive del corso d'acqua in cui vanno a riversarsi.

Per completezza andiamo a introdurre, nella pagina successiva, uno schema illustrativo di una centrale idroelettrica a deflusso regolato.



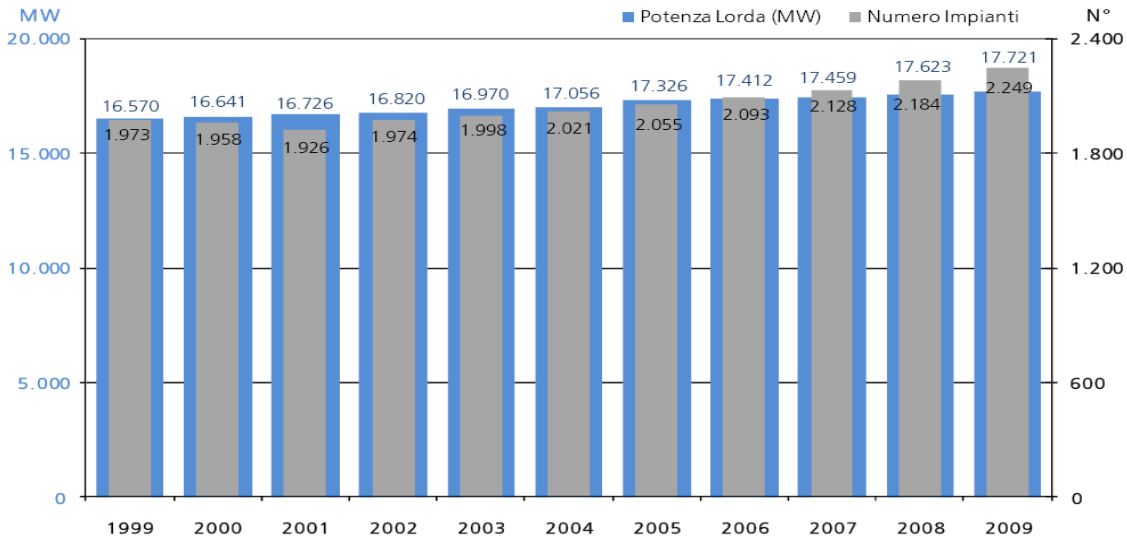
A questo punto non rimane che descrivere l'utilizzo dell'idroelettrico in Italia facendo paragoni con altri paesi europei.

In Italia la classificazione degli impianti avviene normalmente in basa alla potenza installata e si parla di:

- Micro impianti per potenze fino a 0,1 MW
- Mini impianti per potenze superiori a 0,1 MW e fino a 1 MW
- Piccoli impianti per potenze superiori a 1 MW e fino a 10 MW
- Grandi impianti per potenze superiori a 10 MW

Il costo di realizzazione può variare fra i 1500 e i 2500 euro/kW per gli impianti di taglia ridotta. Con l'aumentare della taglia normalmente il costo di investimento decresce.

Nell'inquadrare l'idroelettrico in Italia è utile analizzare l'evoluzione della potenza istallata dal 1999 al 2009 con il seguente grafico.



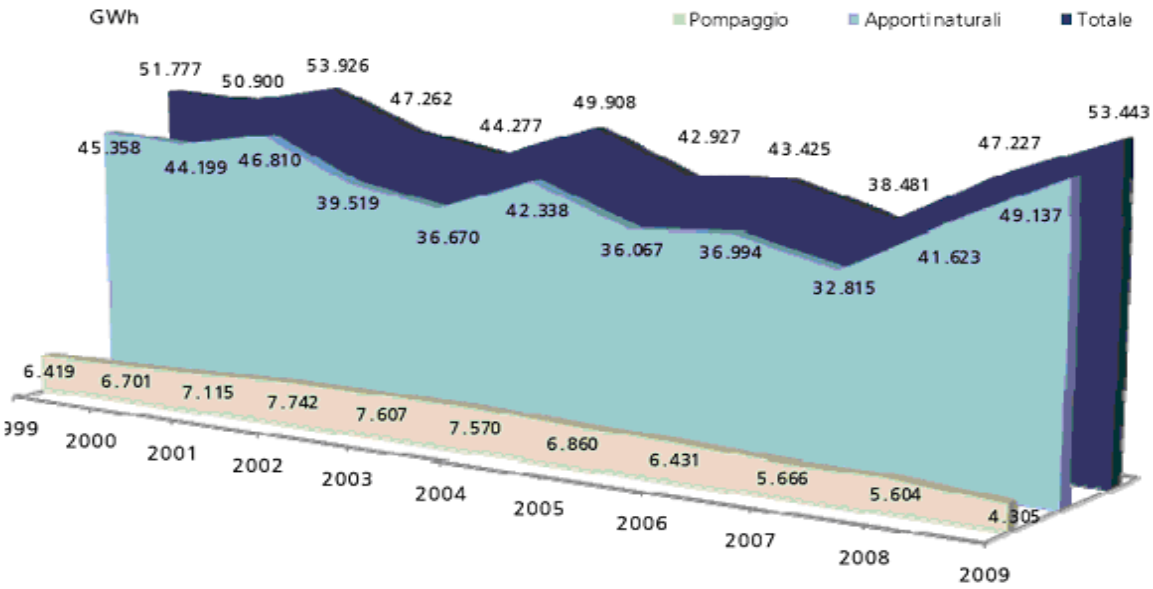
Analizzando i dati si vede facilmente che pur realizzando in 10 anni più di 250 impianti la potenza lorda installata è cresciuta solamente 1150 MW con una media di poco più di 4 MW ad impianto. Sembrerebbe quindi che la realizzazione di grossi nuovi impianti si è arrestata. Tutto questo si può facilmente tradurre nel raggiungimento della pressoché saturazione della risorsa la quale difficilmente in futuro potrà dare un ulteriore contributo alla sostituzione delle fonti convenzionali.

I 2249 impianti sono riusciti a produrre nel 2009 49.137 GWh con un incremento di 3779 GWh rispetto al 1999.

Nell'analizzare i dati relativi alla produzione energetica annuale bisogna però far attenzione in quanto non è da escludere che la produzione di anni passati, dove la potenza installata era minore, sia superiore a quella di anni successivi. La produzione è infatti strettamente legata alle precipitazioni atmosferiche le quali variando di anno in anno comportano la variazione della produzione ottenibile.

Quanto detto prima si è verificato spesso negli ultimi anni. Se si prendono in considerazione infatti gli anni dal 2005 al 2007 si nota una forte riduzione della produzione rispetto al 1999 pur avendo incrementato il numero di impianti presenti.

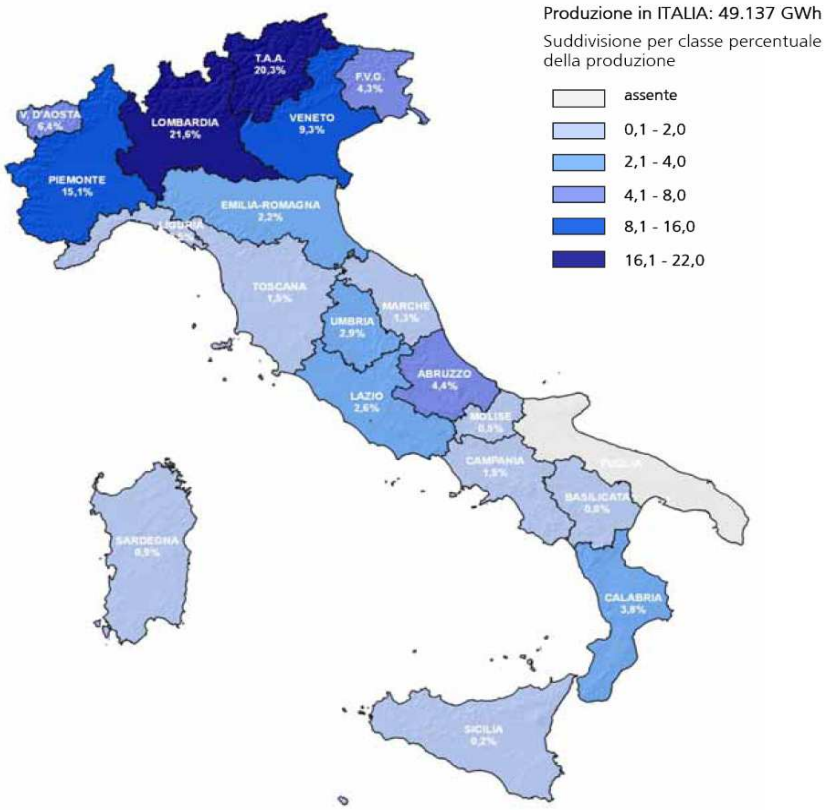
Il tutto viene facilmente descritto dal seguente grafico:



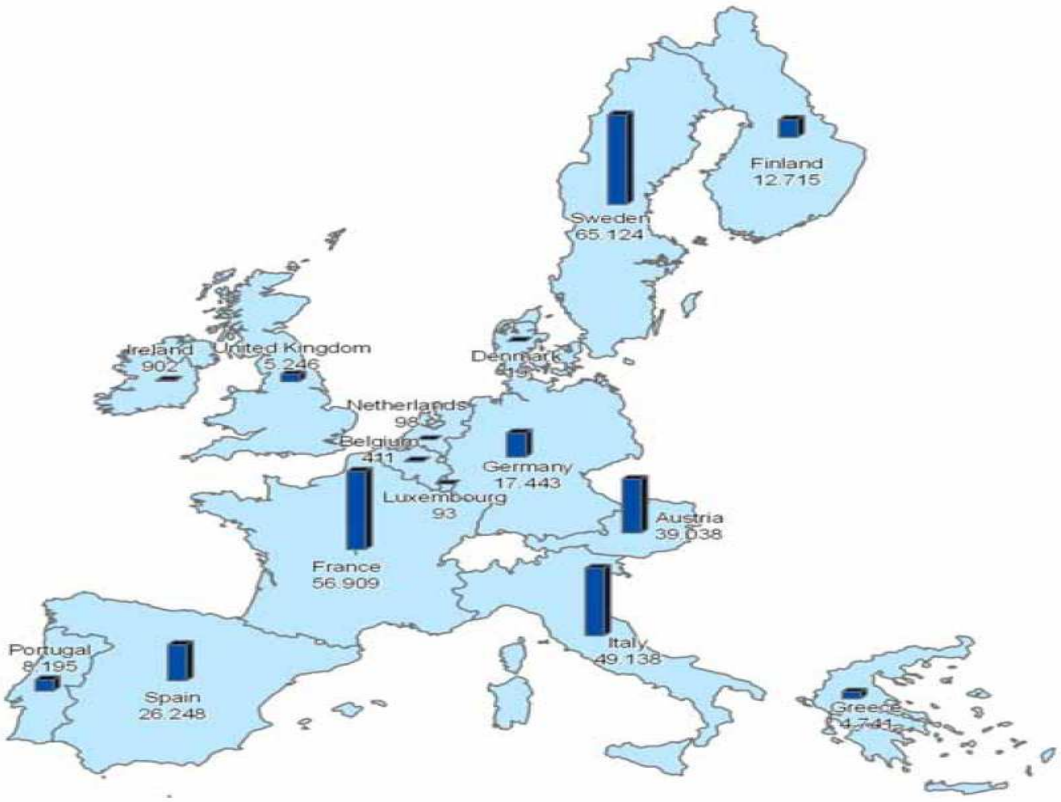
In tale grafico sono evidenziate sia le produzioni che utilizzano apporti naturali sia quelle che utilizzano il pompaggio. Nel computo della produzione da FER vengono però considerate solo le prime.

Come sarebbe lecito attendersi la maggiore produzione è localizzata al nord Italia dove alle precipitazioni piovose si sommano in modo ingente quelle associate allo scioglimento di nevi e ghiacciai.

Tale aspetto è ben evidenziato nella successiva cartina dell'Italia

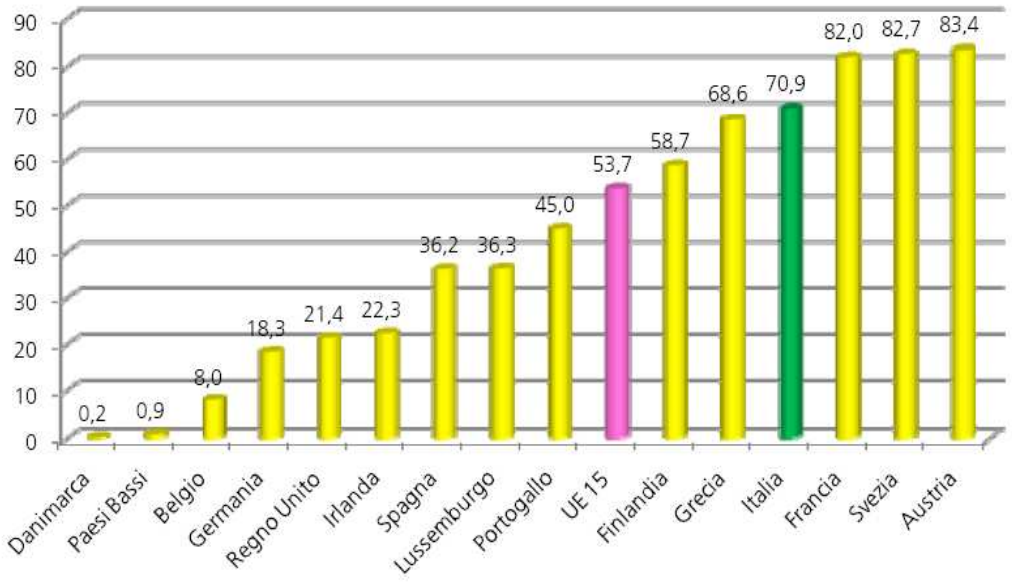


E' interessante poi analizzare, grazie al grafico successivo, lo sfruttamento dell'idroelettrico nei vari paesi europei (espresso in GWh) in modo tale da avere un termine di comparazione con quella italiana.



Da questo punto di vista l'Italia è decisamente ben messa in quanto si colloca al terzo posto dietro solamente a Svezia e Francia.

Ultimo aspetto interessante da evidenziare è l' incidenza che ha la produzione idroelettrica sulle produzioni da FER.



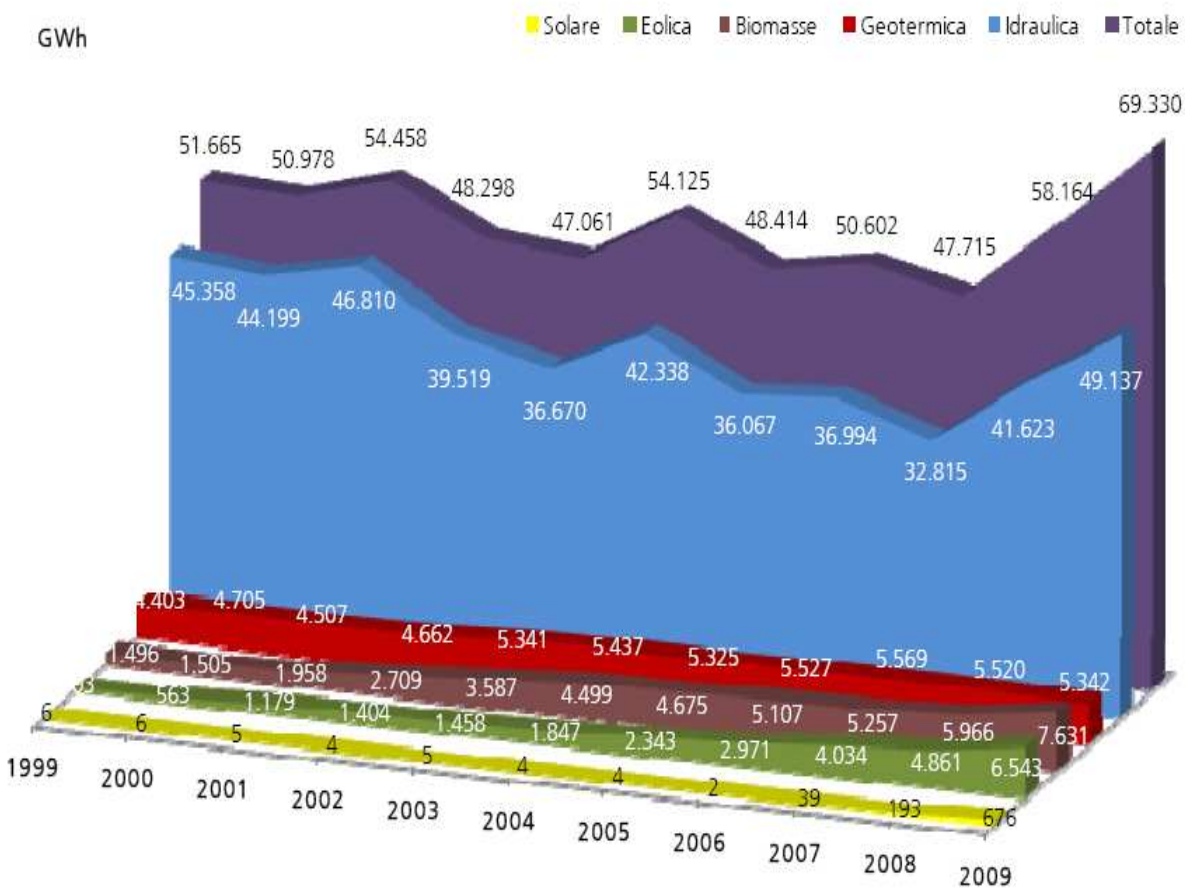
Nel caso dell'Italia, come per Francia, Svezia e Austria abbiamo una massiccia copertura della produzione da FER con l'idroelettrico. Questo aspetto non è poi così positivo in quanto, esaminando la situazione italiana, abbiamo già dimostrato che negli ultimi anni la presenza di impianti è pressoché costante a prova del fatto che la risorsa è ormai satura. Per poter quindi pensare di incrementare la produzione da FER bisognerà spingere su altre tecnologie ad oggi abbastanza limitate nella loro entità produttiva.

Quadro generale sugli IAFR in Italia

Una volta terminata la descrizione globale delle varie FER utilizzate in Italia è utile capire nel complesso la situazione attuale cercando di verificare come si sta evolvendo nel tempo.

Andremo ad analizzare quindi l'andamento della produzione nel tempo facendo un'analisi di quanto questa incide sulla produzione totale con un occhio dio riguardo sull'andamento dei consumi. Solo così infatti si potrà capire al meglio la situazione energetica attuale.

Iniziamo con il visualizzare un grafico che descrive la situazione produttiva delle FER dal 1999 al 2009:



L'incremento rispetto al 1999 è stato di circa il 40% grazie allo sviluppo di FER come solare,eolico e biomasse intese come la somma della parte solida,dei biocarburanti e del biogas. Idroelettrico e geotermico sono infatti ormai arrivati alla saturazione. Solo l'idroelettrico varia nel tempo la propria produzione ma per motivazioni di tipo climatico.

Proprio l'elevata importanza sulla produzione totale dell'idroelettrico deve esser considerata nel modo giusto. Nell'arco degli anni infatti quest'ultima varia in base alle precipitazioni atmosferiche generando anche ingenti variazioni di produzione da anno in anno. Nel computo totale della variazione della produzione da FER questo aspetto va ben preso in considerazione altrimenti si rischia di rilevare una forte variazione di produzione rispetto all'anno precedente generato proprio dall'idroelettrico e non dalle altre fonti.

Sono infatti solare,eolico e biomasse le fonti sulle quali bisogna spingere per incrementare in futuro la produzione da FER.

Se si analizza il passaggio diretto dal 1999 al 2009 questo fenomeno non è poi così accentuato dato che la produzione relativa all'idroelettrico aumenta di circa 3380 GWh che rispetto ai circa 45000 GWh del 1999 rappresenta circa il 7%. Questo aspetto è invece preponderante ad esempio nel passaggio da 2008 a 2009 dove l'incremento della produzione idroelettrica è stato prossimo al 20%.

Visionata la situazione dal punto di vista della produzione andiamo a capire quanto questa incide sulla produzione totale con il grafico successivo:

L'incremento è stato abbastanza limitato ma soprattutto dobbiamo leggere con attenzione quello che si è verificato fra il 2008 e il 2009. In precedenza infatti l'incidenza delle FER era praticamente costante. Si verificava infatti sia un aumento della produzione da FER sia dei consumi energetici.

Questo fenomeno, lato consumi, non solo si è arrestato ma si è invertito ovvero a fronte di un aumento della produzione da FER i consumi si sono ridotti rispetto al 2008 per effetto della crisi che attanaglia ormai da tempo l 'Europa intera come descritto dalla tabella della pagina successiva.

Anno	Consumi energetici in mln di kWh	Variazione rispetto all'anno precedente
1999	267.284	+ 2,5%
2000	279.319	+4,5%
2001	285.491	+2,2%
2002	290.959	+1,9%
2003	299.788	+3%
2004	304.489	+1,6%
2005	309.816	+1,7%
2006	317.533	+2,5%
2007	318.952	+0,4%
2008	319.037	0%
2009	299.915	- 6%

Di conseguenza l'incremento dell'incidenza delle FER sulla produzione totale avvenuto fra il 2008 e il 2009 è un incremento virtuale generato non tanto dall'ulteriore sviluppo delle FER bensì dalla forte riduzione dei consumi.

La situazione andrà quindi nuovamente monitorata nel momento in cui i consumi torneranno a crescere. Momento molto atteso da tutti in quanto è vasta l'idea che a quel punto,se le cose dal punto di vista energetico non saranno cambiate,la situazione energetica italiana potrebbe precipitare con l'impossibilità di raggiungere gli impegni presi.

Aspetti normativi che favoriscono lo sviluppo di IAFR

L'obiettivo di questo capitolo è quello di descrivere le principali norme a livello europeo e nazionale introdotte con l'obiettivo di favorire lo sviluppo delle FER.

Lo sviluppo delle FER può esser favorito sia da indicazioni introdotte da norme ben precise in materia che fissano gli obiettivi minimi da raggiungere in questo campo sia da trattati stipulati a livello internazionale che a loro volta impongono determinati obiettivi.

Nello stesso tempo verranno introdotte norme che semplificano gli iter autorizzativi al fine di evitare la presenza di ostacoli o rallentamenti allo sviluppo di IAFR.

La descrizione partirà con l'esame di normative meno recenti andando verso quelle più attuali, le quali proprio per la loro attualità verranno approfondite maggiormente. Lo stesso trattamento privilegiato verrà considerato per le norme nazionali rispetto a quelle comunitarie. Prima di entrare nel merito dei vari decreti, direttive o accordi internazionali è utile inserire una lista di quelle prese in considerazione in modo da avere immediatamente una panoramica del problema. Gli elementi presi in considerazione sono:

- Dlgs 79/99 "attuazione della direttiva CE 96/92 relativa alle norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica" conosciuto anche come decreto Bersani
- Direttiva CE 77/2001 "Promozione dell'energia elettrica da FER nel mercato dell'elettricità"
- Dlgs 387 del 29 dicembre 2003: attuazione direttiva CE 2001/77
- Direttiva CE 32/2006 concerne l'efficienza degli usi finali dell'energia
- Dlgs 115/2008 "attuazione della direttiva CE 32/2006"
- Protocollo di Kyoto
- Piano 20-20-20
- Direttiva 2009/28/CE "promozione dell'uso dell'energia da FER recante modifiche ed abrogazioni delle direttive CE 2001/77 e 2003/30"
- Attuazione della direttiva CE 2009/28: dlgs 28/2011 conosciuto anche come decreto Romani

Dlgs 79/99 “attuazione della direttiva CE 96/92 relativa alle norme comuni per il mercato interno dell’energia elettrica”

Il dlgs 79/99 conosciuto anche come decreto Bersani introduce aspetti decisamente importanti in campo di energia prodotta da FER.

Il primo aspetto fondamentale è la liberalizzazione dell’attività di produzione dell’energia elettrica così che possano nascere, sotto la spinta di investitori privati, IAFR con l’obiettivo di vendere l’energia elettrica prodotta. Questa possibilità non era infatti presente prima dell’emanazione di tale decreto.

La possibilità quindi di ottenere buoni guadagni nell’investire nelle FER, grazie anche alla presenza di incentivazioni, darà senza dubbio una spinta allo a nascita di nuovi IAFR.

Altro vantaggio per le FER è dato dal fatto che viene sancita la priorità della vendita dell’energia elettrica prodotta rispetto a quella relativa a impianti convenzionali. Tutto ciò si traduce nel fatto che, pur essendo presente un mercato, tale produzione avrà la certezza di esser venduta.

Ulteriore spinta allo sviluppo delle FER deriva dall’obbligatorietà di produttori o importatori di energia da fonte non rinnovabile di immettere in rete una data percentuale sulla quota in eccesso rispetto al limite di 100 GWh.

Chi importando o producendo da fonte convenzionale vede superare tale limite si trova quindi davanti alla necessità di produrre in proprio o acquistare da altri la quota di energia da FER necessaria. Senza dubbio quindi si favorisce la realizzazione di nuovi IAFR.

Questo obbligo è stato introdotto soprattutto per riuscire a far fronte agli impegni presi in campo ambientale come ad esempio quelli relativi al protocollo di Kyoto.

Nel 2002 tale percentuale, per gli impianti entrati in servizio prima del 1 aprile 1999, era del 2% con incremento dello 0,35% ogni anno. Dal 2007 ad 2012 tale incremento viene innalzato dello 0,75% così che al 2012 si raggiunga un valore pari al 7.55% grazie anche al dlgs 387/2003. Le successive soglie verranno poi definite in futuro con altre normative.

Direttiva CE 77/2001 “Promozione dell’energia elettrica da FER nel mercato dell’elettricità”

Questa delibera comunitaria è una delle prime ad esser stata emanata con l’obiettivo di promuovere la produzione di elettricità derivata da FER, il cui potenziale in quel periodo era fortemente sottoutilizzato. La promozione e l’uso dell’elettricità relativa a FER è fondamentale in quanto oltre a garantire una certa salvaguardia dell’ambiente dà una spinta all’economia e diversifica gli approvvigionamenti energetici rendendo il sistema maggiormente robusto ad eventuali crisi. E’ inoltre una parte importante degli interventi necessari per allinearsi a quanto indicato dal protocollo di Kyoto.

La direttiva oltre a promuovere lo sviluppo delle FER mira poi a generare le basi per un futuro quadro normativo comunitario in materia.

Imponendo poi obiettivi ben precisi da raggiungere da ogni Stato membro in materia di consumi di energia derivata da FER si favorisce una maggiore penetrazione di tale produzione nel mercato elettrico. Tali obiettivi, indicati nell’allegato della direttiva, dovranno esser conformi con quanto già stipulato in altri accordi come ad esempio con quelli introdotti dal protocollo di Kyoto.

Ogni stato membro seguendo le indicazioni della direttiva entro il 22 ottobre 2002 e successivamente ogni 5 anni avrà l’onere di redigere relazioni in cui verranno indicati gli obiettivi e le modalità per raggiungere i traguardi fissati. Traguardi che riguarderanno i 10 anni successivi.

Inoltre dal 2003, ogni 2 anni, verranno redatte relazioni che permetteranno di capire se gli obiettivi sono stati raggiunti o meno ed eventualmente le cause dei mancati successi (art 3).

Per l’Italia la soglia di produzione da FER, calcolato sul totale, da raggiungere entro il 2010 era il 25% abbassata al 22% in quanto questo venne considerato come limite massimo ragionevolmente ottenibile. (dati da allegati della direttiva).

Per avere la certezza poi che l’energia elettrica prodotta derivi realmente da FER la direttiva introduce la garanzia di origine le cui modalità di rilascio vengono delineate indipendentemente da ciascuno Stato membro. (art 5).

Lo sviluppo delle FER è poi favorito dallo snellimento, semplificazione e velocizzazione delle procedure amministrative necessarie alla messa in opera di progetti relativi a IAFR.

Visto che poi ci potrà esser la necessità di immettere in rete un certo quantitativo di energia elettrica prodotta da FER le modalità di accesso alla rete dovranno esser chiare e trasparenti soprattutto per quanto riguarda costi e adempimenti tecnici. Si andrà inoltre a predisporre una via preferenziale per l'accesso alla rete delle produzioni da FER rispetto alle altre. (art 7).

Dlgs 387 del 29 dicembre 2003:attuazione direttiva CE 2001/77

Con il seguente dlgs è stata recepita in Italia la direttiva CE esaminata nel paragrafo precedente. L'obiettivo di tale dlgs è quello di:

- Promuovere un maggior uso delle FER nella produzione di energia elettrica nel mercato elettrico italiano e comunitario
- Promuovere misure per il conseguimento degli obiettivi fissati dalla precedente direttiva
- Concorrere per generare un quadro normativo comunitario in materia
- Favorire lo sviluppo di impianti di microgenerazione alimentati a FER (massimo 1 MW) soprattutto per aziende agricole o per aree montane (art 1)

Viene inoltre data una descrizione della varie tipologie di IAFR fra cui troviamo:impianti a fonte programmabile, non programmabile, centrali ibride e impianti di microgenerazione (art 2).

Fermo restando gli obiettivi predisposti dalla precedente direttiva entro il 30 giugno 2005 e successivamente ogni due anni il Ministro delle attività produttive avrà il compito di redigere relazioni contenenti:

- Il raggiungimento degli obiettivi fissati, le cause di eventuali mancati raggiungimenti e il grado di coerenza fra misure adottate e contributo fornito alla produzione di energia elettrica da FER
- Coerenza fra gli obiettivi nazionali e quelli introdotti dalla direttiva esaminata precedentemente
- L'affidabilità del sistema relativo al rilascio della garanzia di origine
- I risultati relativi alla semplificazione delle procedure autorizzative e alle agevolazioni per quanto riguarda l'accesso al mercato elettrico (art 3)

Per favorire poi lo sviluppo delle FER viene innalzata, a partire dal 2004 fino al 2006, la quota minima di energia elettrica prodotta da FER da immettere in rete ai sensi dell'art 11 comma 1, 2 e 3 del dlgs 79 del 99 di 0,35 punti percentuale.

Gli ulteriori incrementi relativi ai periodi 2007-2009 e 2010-2012 verranno poi emanati dalla Conferenza unificata . Dal 2004 il gestore di rete raccoglie i nominativi degli utenti inadempienti ed applica le sanzioni del caso. (art 4).

Il Ministro delle politiche agricole e forestali incaricherà, entro due mesi dall'entrata in vigore del presente decreto, una commissione di esperti aventi il compito di redarre una relazione per la valorizzazione energetica delle biomasse, dei gas residuati da processi depurativi e biogas. Valorizzazione che potrebbe dare un ottimo contributo all'incremento di produzione di energia elettrica da FER. (art 5).

Allo stesso tempo, entro sei mesi dall'entrata in vigore del presente decreto, l'AEEG ha emanato la disciplina delle condizioni tecnico-economiche del servizio di scambio sul posto relativo energia prodotta da IAFR di potenza non superiore a 20 kW.(art 6).

Entro la stessa data il Ministro delle attività produttive ha adottato uno o più decreti con i quali sono stati definiti i criteri di incentivazione relativi agli impianti solari. Criteri riguardanti: requisiti tecnici dell'impianto, obiettivi per la potenza da installare, indicazioni su chi può ricevere l'incentivazione, la sua entità e l'eventuale cumulabilità con altre incentivazioni. (Art 7)

Passando al considerare le centrali ibride (ovvero che utilizzano sia fonti rinnovabili che non) il produttore potrà richiedere che la produzione imputabile (ovvero la produzione associata a FER) delle medesime abbia il diritto di precedenza nel dispacciamento. La domanda per ottenere ciò può esser presentata ogni anno qualora la stima della produzione imputabile, in ciascun periodo individuato dalla domanda stessa, sia superiore al 50% della produzione complessiva dell'impianto nello stesso periodo.

L'eventuale priorità è concessa sulla base di programmi settimanali di produzione e riguarda unicamente la produzione imputabile la quale deve permettere almeno il funzionamento al minimo tecnico dell'impianto. Nel caso in cui vi sia un surplus di produzione rispetto a quella imputabile questa viene dispacciata seguendo le normali regole del mercato.

Il mancato raggiungimento da parte della produzione imputabile del 50% della producibilità complessiva è causa di sanzioni per il titolare dell'impianto.

La precedenza nel dispacciamento, a patto che tale condizione venga rispettata, vale anche per impianti ibridi eserciti anche in co-combustione di potenza inferiore a 300 MW.(art 8).

Gli obiettivi nazionali introdotti con la direttiva trattata precedentemente sono stati ripartiti fra le varie regioni tenendo conto delle potenzialità relative alla possibile produzione di energia elettrica da FER di ciascuna regione.(art 10).

Passando a considerare la garanzia di origine la normativa in esame sancisce che questa venga rilasciata dal gestore di rete per quanto riguarda gli IAFR o per la produzione imputabile degli impianti misti. In ogni caso viene rilasciata solo per produzioni annue superiori ai 100 MWh. Normalmente contiene al suo interno informazioni sulla fonte e sulla tecnologia utilizzata, la potenza nominale dell'impianto, la produzione netta o per gli impianti ibridi la produzione imputabile. Le garanzie di origine rilasciate in Italia verranno accettate da tutti gli altri Stati membri e viceversa. (art 11)

Altro aspetto fondamentale per lo sviluppo delle FER è la semplificazione delle procedure autorizzative. Gli IAFR in quanto tali vengono considerati di pubblica utilità e di indifferibile urgenza. Per questo motivo godono della possibilità di accedere ad un particolare procedimento autorizzativo denominato Autorizzazione unica.

Sotto determinate soglie di potenza tali iter autorizzativi sono però sostituiti da procedimenti ancora più semplificati come ad esempio la DIA o la semplice comunicazione.

Per esempio non richiede autorizzazione unica la realizzazione e l'esercizio di impianti posti all'interno di complessi per lo smaltimento dei rifiuti alimentati a gas da discarica o biogas di potenza inferiore ai 3 MWt.

Proprio in materia di iter autorizzativi il dlgs 387/03 impone la realizzazione, da parte del Ministro delle attività produttive, di apposite linee guida dalle quali prendere spunto per attivare tutte le procedure necessarie all'ottenimento delle autorizzazioni idonee alla realizzazione ed esercizio di un particolare IAFR. (art 12).

L'aspetto inerente le procedure autorizzative verrà comunque trattato in modo maggiormente approfondito nei capitoli successivi.

Per regolamentare l'accesso alle reti di distribuzione con tensione superiore a 1 kV l'AEEG avrà il compito di redigere una specifica direttiva relativa alle condizioni tecnico-economiche relative all'erogazione di tale servizio.

Allo stesso tempo i gestori di rete avranno il compito di fornire ai produttori da FER che chiedono l'accesso alla rete tutte le soluzioni tecniche necessarie unite alla stima dei costi e alla relativa ripartizione. (art 14).

La presente normativa include inoltre la parte di rifiuti non biodegradabili all'interno delle fonti che beneficiano del regime relativo alle FER. (art 17).

Direttiva CE 32/2006

Nella Comunità europea è necessario migliorare l'efficienza degli usi finali dell'energia, controllare la domanda e i consumi energetici e promuovere la produzione da FER con l'obiettivo di raggiungere gli impegni presi in materia di cambiamenti climatici.

Tali aspetti permetterebbero infatti di ridurre sensibilmente i quantitativi di CO2 e degli altri gas ad effetto serra emessi in atmosfera e causa dei possibili futuri cambiamenti climatici. Più del 78% delle emissioni inquinanti derivano infatti dal settore energetico.

Lo scopo della seguente direttiva è quindi quello di rafforzare il miglioramento dell'efficienza energetica per gli usi finali sotto il profilo costi/benefici fornendo, a ciascun stato membro, gli obiettivi da raggiungere, gli incentivi e il quadro istituzionale idoneo ad eliminare le barriere e le imperfezioni che ostacolano un efficiente uso finale dell'energia. (art1).

Dal punto di vista degli obiettivi la direttiva introduce un risparmio globale del 9% da raggiungere in corrispondenza del nono anno dall'entrata in vigore della direttiva stessa. Il punto di partenza di tutto ciò sarà il 1° gennaio 2008, anno dal quale si parte per il calcolo del risparmio ottenuto.

Ogni stato membro sancisce poi un proprio obiettivo intermedio in corrispondenza del terzo anno rispetto all'entrata in vigore della direttiva, data nella quale si andrà a verificare sia il raggiungimento di tale obiettivo sia la validità della strada intrapresa per il raggiungimento dell'obiettivo finale. (art 4).

Apripista al miglioramento dell'efficienza dovrebbe esser il settore pubblico il quale attuando determinati progetti dovrebbe spingere anche le utenze private a percorrere questa strada. (art 5)

Come per il caso delle autorizzazioni relative ad IAFR, anche per i progetti inerenti il miglioramento dell'efficienza, dovranno esser modificate o abrogate le disposizioni legislative o regolamenti nazionali che impediscono lo sviluppo di tutto ciò. (art 9).

Gli stati membri potranno inoltre istituire uno a più fondi con l'obiettivo di finanziare piani o programmi relativi al miglioramento dell'efficienza in modo tale da favorire lo sviluppo di un mercato di dette misure. (art 11).

Aspetto fondamentale per riuscire a capire se gli interventi intrapresi in materia sono validi o meno è senza dubbio la misurazione e la fatturazione dell'energia consumata. Per favorire ciò il gestore del sistema di distribuzione potrà inserire all'interno della fatturazione confronti fra i consumi di periodi identici di anni diversi o con utenti di riferimento della stessa categoria. (art 13).

Gli stati membri trasmetteranno poi alla commissione i rispettivi PAEE (pino d'azione per l'efficienza energetica) rispettivamente entro il 30 giugno degli anni 2007, 2011 e 2014.

Ogni PAEE ha lo scopo di illustrare i miglioramenti dell'efficienza energetica volti al raggiungimento degli impegni presi in materia di riduzione dei consumi e il rispetto delle disposizioni riguardanti il ruolo esemplare del settore pubblico. Inoltre i PAEE successivi al primo includeranno analisi dei PAEE precedenti indicando se gli obiettivi previsti sono stati raggiunti o meno. (art 14).

Sono inoltre di importanza rilevante alcuni degli allegati presenti all'interno della direttiva.

L'allegato I indica infatti le tecniche con le quali si va a calcolare l'obiettivo nazionale relativo al risparmio energetico. L'allegato III descrive invece alcuni esempi di misure per il miglioramento dell'efficienza energetica settore per settore. Infine nell'allegato VI si indicano i possibili interventi da attuare nel settore pubblico.

Dlgs 30 maggio 2008 n 115 "attuazione della direttiva CE 2006/32"

Il presente decreto, al fine di contribuire al miglioramento della sicurezza dell'approvvigionamento energetico e della tutela dell'ambiente attraverso la riduzione delle emissioni di gas serra, stabilisce le misure volte ad ottenere ciò con un occhio di riguardo soprattutto per il miglioramento dell'efficienza degli usi finali di energia.

Per tali finalità il seguente decreto:

- Definisce gli obiettivi indicativi, i meccanismi, gli incentivi, il quadro finanziario e giuridico necessari ad eliminare le barriere e le imperfezioni sul mercato che ostacolano un efficiente uso finale dell'energia.
- Crea le condizioni per lo sviluppo e la promozione di un mercato dei servizi energetici e la fornitura di altre misure di miglioramento dell'efficienza

Il presente decreto si applica a i consumatori finali, in minima parte alle forze armate, ai distributori di energia elettrica, ai venditori al dettaglio dell'energia e ai fornitori di misure di miglioramento dell'efficienza. (art 1).

Entro il 30 maggio dell'anno 2009 l'Agenzia nazionale per l'efficienza energetica redige un rapporto annuale relativo all'efficienza energetica il quale contiene:

- L'analisi del raggiungimento degli obiettivi nazionali
- L'analisi degli strumenti di incentivazione

- L’analisi dei risultati ottenuti nel campo della semplificazione normativa, per la definizione degli obblighi e degli standard minimi di efficienza
- Analisi dei risultati ottenuti settore per settore e tecnologia per tecnologia unita ad una valutazione della redditività degli investimenti fatti
- Mappatura territoriale delle azioni intraprese
- Eventuali misure aggiuntive necessarie a raggiungere gli obiettivi fissati
- Analisi dei consumi e dei risparmi a livello regionale

Il Ministro dello sviluppo economico approva, come già indicato nella direttiva comunitaria precedente, un PAEE il 30 giugno 2011 e uno il 30 giugno 2014. Le indicazioni relative ai contenuti sono gli stessi indicati precedentemente. (art 5).

Come già detto ogni stato membro mette a disposizione finanziamenti atti allo sviluppo di piani o programmi rivolti al miglioramento dell’efficienza energetica. Il Ministro dell’ambiente e della tutela del territorio individua i soggetti, le misure, gli interventi finanziabili nonché le modalità con cui le rate dei rimborsi sono connesse ai risparmi energetici ottenuti e il termine massimo della durata dei finanziamenti stessi in relazione a ciascuna di tali misure. Tempo che non può comunque esser superiore a 144 mesi. (art 9).

Saranno presenti poi norme che perdono efficacia nel momento in cui vado a realizzare opere atte al miglioramento dell’efficienza energetica come ad esempio nel caso di ristrutturazioni edilizie.

Introduce inoltre la possibilità di realizzare impianti eolici di piccola taglia (altezza complessiva inferiore a 1,5 m e diametro sotto 1 m) o impianti solari termici e fotovoltaici con le caratteristiche di installazione indicate nelle norma semplicemente con una comunicazione al comune di appartenenza. Non occorrerà quindi nessuna DIA in quanto considerate opere di semplice manutenzione.

Questo non varrà però i casi ricadenti all’interno dell’art 3 comma 3 lettera a del dlgs 19 agosto 2005 n 192 e successive modifiche (aree o immobili di particolare pregio o interesse pubblico).

Introduce inoltre la necessità di autorizzazione unica per rimpianti cogenerativi con potenza termica inferiore a 300 MW. (art 11).

Quanto indicato nella direttiva analizzata precedentemente in materia di miglioramento dell’efficienza e riduzione dei consumi in campo pubblico viene introdotto anche dal seguente dlgs in quanto il settore pubblico dovrà esser di esempio per i privati. Il compito di attuare quanto previsto viene dato alle amministrazioni pubbliche

proprietarie o utilizzatrici di determinati beni o servizi. Gli interventi fatti verranno in seguito comunicati all'Agenzia nazionale per l'efficienza energetica. (art 12).
La normativa impone l'attuazione di provvedimenti rivolti al miglioramento dell'efficienza energetica e alla riduzione dei consumi sia per quanto riguarda l'edilizia (art 13) riferita a nuove costruzioni o ristrutturazioni sia l'acquisizione di apparecchi, impianti, autoveicoli o attrezzature che consumano energia. (art 14). In questo caso le acquisizioni dovranno riguardare prodotti con il più basso consumo possibile.
Ultimo aspetto preso in esame è quello riguardante la misurazione e fatturazione dell'energia consumata. Dal punto di vista della misurazione è fondamentale avere a disposizione contatori individuali i quali conteggino con estrema precisione il consumo effettivo indicando inoltre informazioni sul tempo effettivo d'uso. Avere a disposizione un contatore individuale è fondamentale per poter conteggiare i consumi e verificare se l'eventuale adozione di misure di risparmio energetico siano state efficaci ed economicamente valide. La fatturazione periodica ricevuta dall'utente dovrebbe poi contenere oltre al consumo e al relativo costo dell'energia le informazioni che sono state già indicate precedentemente all'atto dell'analisi della direttiva europea di cui questo dlgs ne è l'attuazione. (art 17).

Protocollo di Kyoto

Il protocollo di Kyoto è un trattato internazionale che fissa le linee guida generali per la riduzione delle emissioni inquinanti in atmosfera con l'obiettivo di far fronte ai possibili futuri cambiamenti climatici. Indirettamente favorisce quindi lo sviluppo di FER.
Il protocollo è stato sottoscritto l'11 dicembre 1997 da più di 160 paesi ma è entrato in vigore solo nel 2005 dopo la ratifica da parte della Russia avvenuta nel dicembre 2004.
Sarebbe infatti entrato in vigore solo quando almeno 55 nazioni fra quelle firmatarie avesse ratificato il tutto con l'ulteriore condizione che la somma delle emissioni di tali stati superasse il 55% di quelle totali.
Chi avesse ratificato il protocollo si impegnava a ridurre le emissioni di almeno il 5,2% rispetto alle emissioni del 1990 nel periodo compreso fra il 2008 e il 2012.
Tale riduzione è a prima vista estremamente esigua soprattutto se si pensa che tale obiettivo riguarderebbe solo circa 150 Mt l'anno sulle 6000 Mt immesse prima dell'entrata in vigore del protocollo. Pur essendo esigua come riduzione per molti paesi tale obiettivo risulterà estremamente difficile da raggiungere.

Le emissioni ritenute come inquinanti risultano esser:

- Biossido di carbonio (CO2)
- Metano (CH4)
- Protossido di azoto (N2O)
- Idrofluorocarburi (HFC)
- Per fluorocarburi (PFC)
- Esafluoro di zolfo (SF6)

Globalmente i paesi che hanno ratificato il protocollo immettono in atmosfera circa il 60% delle immissioni globali. Considerando che a questa quota va sommato un 32% relativo agli USA che non hanno aderito al protocollo rimane fuori un misero 8% da assegnare in gran parte ai paesi sottosviluppati.

Per raggiungere gli obiettivi previsti oltre a utilizzare il più possibile FER e aumentare l'efficienza degli usi finali dell'energia dovranno esser incentivati gli ampliamenti delle zone boschive comunemente denominate polmone verde in quanto oltre ad assorbire parte degli inquinanti immessi in atmosfera mette a disposizione degli impianti a biomasse ingenti quantitativi di combustibili ritenuti come rinnovabili.

Risulta inoltre fondamentale la cooperazione fra i vari stati aderenti al protocollo in modo tale da poter interscambiare soluzioni e eventuali innovazioni tecnologiche.

Nel momento in cui un paese riduce le proprie emissioni queste verranno certificate tramite i cosiddetti crediti di emissione. Questi si possono ottenere percorrendo tre strade:

- Riduzione delle sostanze inquinati immesse in atmosfera tramite progetti attuati nel proprio paese
- Realizzazione di sistemi per la riduzione delle emissioni in paesi in via di sviluppo in modo tale da ridurre le emissioni e creare uno sviluppo economico sociale in quei paesi. Tali operazioni vanno sotto il nome di Clean development mechanism (CDM)
- Realizzazione di progetti atti a ridurre le emissioni in paesi dello stesso gruppo denominati Joint implementatin (JI)

Tali crediti sono oggetto poi di contrattazioni e vendita. Se infatti un paese riesce a ridurre le emissioni oltre il proprio obiettivo potrà vendere i crediti di emissione ad un altro che non riesce a raggiungerlo in modo tale da evitare le sanzioni previste in caso di inadempimento degli impegni presi. Tale meccanismo è denominato Emission trading (ET).

Per gli Stati inadempienti vengono emanate due tipologie di sanzione.

La prima riguarda l'incremento della riduzione delle emissioni da ottenere in corrispondenza della seconda fase di attuazione del protocollo (quella in discussione per il periodo successivo al 2012). Tale aumento riguarda la differenza fra gli obiettivi previsti e quelli raggiunti aumentata del 30%.

La seconda sanzione è invece decisamente stravagante dato che riguarda l'esclusione dalla partecipazione ad uno o più meccanismi flessibili.

Oltre quindi a punire lo Stato si contraddice il presupposto dei meccanismi flessibili secondo cui non conta dove la riduzione di emissioni è ottenuta. Se ne può comprendere il significato solo premettendo che nel dibattito pre Kyoto i meccanismi flessibili erano stati visti quasi come una sorta di scappatoia per gli Stati che non volevano rivedere i loro modelli industriali. Lo Stato sanzionato è così costretto ad operare riduzioni di emissioni in casa propria, senza ricorrere ai più economici progetti fuori dai confini nazionali.

Queste tipologie di sanzioni non sono però pecuniarie. A fronte di queste sanzioni decisamente blande ne esiste una notevolmente più convincente in ambito UE.

La CE ha emesso infatti la Direttiva CE 87/03 ai fini dell'attuazione del Protocollo, istituendo un mercato di emissioni regionale (area UE) e imponendo agli Stati membri l'allestimento di un piano nazionale con l'assegnazione di permessi di emissione ai singoli impianti di alcuni settori produttivi (trasformazione energetica, produzione metalli ferrosi, lavorazioni minerarie, cementifici, vetrerie, cartiere).

Gli operatori di questi impianti potranno a certe condizioni partecipare al mercato dei certificati di emissione, vendendo o acquistando certificati a seconda delle emissioni emesse.

Per ogni tonnellata in equivalente CO_2 emessa in eccesso dagli operatori essi dovranno pagare una multa pari a 40 euro nel periodo 2005-2007 e una multa pari a 100 euro a tonnellata nei periodi successivi. Si tratta di una sanzione estremamente importante, soprattutto se pensiamo che il valore che si stima avrà una tonnellata di CO_2 sul mercato dei permessi di emissione (di prossima apertura) dovrebbe essere tra gli 8 e i 10 euro.

La sanzione è pari circa a 4 o 5 volte il valore di mercato di un corrispondente certificato di emissione.

Questa sanzione, oltre a costituire uno stimolo ulteriore per gli Stati UE a dare attuazione agli obiettivi di riduzione, potrebbe avere importanti effetti anche sul mercato dei permessi.

Infatti, qualora un numero importante di operatori di Stati europei si dovessero ritrovare con emissioni superiori alle quote di emissione per essi stabiliti, sarebbero fortemente motivati a ricorrere in massa all'acquisto di permessi di emissione sul mercato e ne spingerebbero in alto il prezzo (il permesso di emissione sul mercato è più conveniente della multa se il prezzo resta sotto i 40 euro).

In definitiva, il grande peso dei paesi UE nell'attuazione del Protocollo di Kyoto, unito alla presenza della "multa europea" potrebbero far lievitare notevolmente il prezzo dei permessi di emissioni, ben al di sopra degli 8-10 euro a tonnellata stimati per la fase iniziale del mercato. La conseguenza potrebbe quindi essere un forte stimolo agli Stati alla riduzione delle emissioni, poichè il costo delle ristrutturazioni necessarie a livello di processi produttivi e modelli di consumo risulterebbe più basso del prezzo dei permessi di emissione, a causa degli effetti indotti dalla "multa europea".

Questo possibile scenario è una piccola garanzia che ci fa sperare che alla fine almeno i Paesi UE riescano a raggiungere gli obiettivi di Kyoto.

La situazione italiana è già stata descritta nel preambolo. Per evitare ripetizioni verrà inserita quindi solo una descrizione estremamente sintetica. In Italia al 2009 le emissioni erano calate del 4,1% rispetto al 1990 con un abbattimento del 9% rispetto all'anno precedente. Il raggiungimento degli obiettivi previsti sembra quindi a portata di mano (per l'Italia la riduzione si attesta al 6.5%). C'è però la necessità di capire se tale riduzione è dovuta alla crisi economica o a un miglioramento della situazione energetica nazionale. Visti gli andamenti precedenti alla crisi la prima opzione è la più accreditata. Nel tempo che rimane da qui al 2012 sarà quindi necessario attuare politiche energetiche idonee per non ritrovarsi in situazioni spiacevoli una volta terminata la crisi.

Piano 20-20-20

Insieme al protocollo di Kyoto è stato introdotta, con la stipula di questo piano, una ulteriore spinta verso un maggiore utilizzo delle FER con l'obiettivo di ridurre le emissioni inquinanti migliorando la qualità ambientale e scongiurando futuri cambiamenti climatici.

Il piano 20-20-20 è stato approvato il marzo 2007 dagli sati membri dell'unione europea ed introduce i seguenti obiettivi:

- Aumento dell'efficienza energetica del 20% rispetto ai valori relativi al periodo di entrata in vigore del piano
- Aumento dell'utilizzo delle FER del 20%
- Riduzione delle emissioni inquinanti del 20% rispetto al 1990

Oltre a questi tre obiettivi il piano stabilisce il raggiungimento della soglia del 10% relativa all'utilizzo di biocarburanti nei trasporti.

Tali obiettivi dovrebbero esser pienamente raggiunti entro il 2020. Raggiungere tali obiettivi vorrebbe dire senza dubbio, oltre che migliorare la situazione ambientale, creare nuovi posti di lavoro soprattutto nel campo delle energie rinnovabili.

Direttiva 2009/28/CE "promozione dell'uso dell'energia da FER recante modifiche ed abrogazioni delle direttive CE 2001/77 e 2003/30"

Per quanto riguarda la legislazione in campo di FER questa è la più recente direttiva emanata in campo europeo. Prima quindi di analizzare gli articoli più importanti che la compongono è utile fare una breve introduzione con la quale inquadrare la situazione.

L'obiettivo che ci si pone è ancora quello di rispettare gli impegni presi in precedenza per quanto riguarda la lotta ai cambiamenti climatici. Imponendo infatti un forte sviluppo alle FER si riesce non solo a raggiungere tali obiettivi ma si favorisce anche lo sviluppo economico soprattutto delle piccole e medie imprese generando così nuova occupazione.

Oltre all'importanza delle FER un ruolo cruciale nel raggiungimento degli impegni presi è occupato dal miglioramento dell'efficienza energetica. Se infatti si riducono i consumi, da un lato diminuiscono le emissioni inquinanti e dall'altro si facilità il raggiungimento della quota relativa alla produzione di energia elettrica da FER rispetto al totale prodotto.

Infatti, a parità di percentuale, una riduzione dei consumi riduce l'entità della produzione da FER necessaria al raggiungimento del quorum previsto.

A partire dal 2005 ogni stato crea una propria traiettoria relativa alla produzione da FER da seguire per ottenere i risultati previsti. Inoltre redige piani di azione nazionale dove si indicano le tecnologie utilizzate sia nel campo delle FER che in quello del miglioramento dell'efficienza energetica.

Il raggiungimento degli obiettivi è inoltre favorito dallo sviluppo di tecnologie atte a ridurre le emissioni in paesi diversi dal proprio sia appartenenti all' UE che non. I risultati ottenuti vengono infatti conteggiati insieme a quelli ottenuti all'interno dei propri confini. In questo modo si favorisce sia l'interscambio tecnologico fra diversi stati sia la possibilità, da parte dei paesi più arretrati, di usufruire delle conoscenze tecnologiche di altri.

Senza dubbio poi le agevolazioni previste sia all'atto della progettazione che durante la gestione (priorità di allacciamento alla rete e del dispacciamento della produzione) unite alle incentivazioni presenti tendono oggi a favorire lo sviluppo di IAFR rispetto a quelli convenzionali.

Nello sviluppo delle FER bisogna però fare attenzione ad un aspetto. Se infatti la produzione di sostanze inquinanti, come ad esempio la CO2, emesse durante i processi produttivi supera il gap che si ha fra le emissioni di tale fonte rispetto ad una convenzionale la sostituzione di una fonte con l'altra non affatto vantaggiosa dal punto di vista ambientale.

Questo è il caso dei biocarburanti che se prodotti su terreni ad alto contenuto di carbonio portano alla generazione di elevati quantitativi di CO2 durante la loro produzione i quali sommati a quelli relativi al trasporto e alla loro combustione li rende sotto il punto di vista ambientale inutilizzabili.

Altro aspetto da considerare su questa risorsa, così come per le biomasse, è la necessità di non andare ad occupare in modo eccessivo i terreni agricoli per evitare di creare problematiche in termini di biodiversità.

Sarebbe quindi opportuno utilizzare terreni attualmente non utilizzati dall'agricoltura come ad esempio terreni degradati o incolti.

Terminata questa sorta di introduzione alla direttiva il passo successivo è quello di analizzare i punti cardinali che la compongono.

Primo aspetto da sottolineare è che con l'entrata in vigore della seguente direttiva abroga la direttiva CE 2001/77 esaminata precedentemente.

La presente direttiva stabilisce un quadro comune per la promozione dell'energia da FER, fissa obiettivi nazionali obbligatori per la quota di energia prodotta da FER in relazione al consumo globale e per la quota di FER da utilizzare nei trasporti. (art 1).

Gli obiettivi nazionali impongono di coprire il 20% dei consumi totali con FER entro il 2020. Inoltre in ogni Stato membro entro il 2020 il 10% dell'energia consumata nel settore dei trasporti dovrà esser coperta da FER.

Per raggiungere tali obiettivi gli stati membri elaborano regimi di sostegno e misure di cooperazione fra stati membri o fra stati membri e stati terzi.

Il calcolo dell'entità dell'energia derivante da FER nel campo dei trasporti si effettua considerando:

- A numeratore si considerano tutte le forme energetiche rinnovabili usate nei trasporti
- A denominatore si considera solamente l'apporto dato da benzina, diesel e biocarburanti relativi al trasporto su strada e l'energia elettrica relativa a quelli su rotaia (art 3)

Il raggiungimento degli obiettivi previsti può esser ottenuto unicamente con idonei piani di azione energetica nazionali (PAN) dove oltre agli obiettivi previsti verranno indicate tutte le strade intraprese per raggiungerli.

Tali piani vengono redatti prima del 30 giugno 2010 mentre almeno sei mesi prima si redige un documento previsionale contenente dati su eventuali eccedenze di produzione che potrebbero esser oggetto di trasferimenti verso altri Stati membri, sulla stima del potenziale dei progetti comuni al 2020 e sull'eventuale copertura di produzione da FER con mezzi diversi rispetto alla produzione nazionale. (art 4).

Il calcolo della quota relativa ai consumi lordi derivati dalle FER viene fatto considerando i consumi lordi di elettricità, per riscaldamento e raffreddamento e nei trasporti. Non entrano in tale conteggio le produzioni idroelettriche relative a centrali di pompaggio. Per gli impianti multi combustibili invece si considera solo la produzione riconducibile a FER. Dividendo tale sommatoria per i consumi globali energetici si trova la percentuale dei consumi sostenuti con FER. (art 5)

Il raggiungimento degli obiettivi fissati viene poi ottenuto anche con altre strade fra cui troviamo:

- Trasferimenti statistici fra stati membri
- Progetti comuni fra stati membri
- Progetti comuni fra stati membri e stati terzi
- Regimi di sostegno comuni

Nel primo caso uno stato che ha eccedenze di produzione da FER può cederle ad un altro che non riesce da solo a raggiungere l'obiettivo previsto. Chi fa il trasferimento deduce quindi tale entità dal totale della produzione da FER mentre che riceve il trasferimento aggiunge tale valore alla produzione propria. (art 6).

Un discorso analogo si fa per i progetti comuni fra stati membri. In questo modo due stati cooperano al fine di realizzare un progetto utile al raggiungimento degli obiettivi fissati. (art 7). Uno dei due stati emette una notifica descrivendo la tecnologia utilizzata e l'entità della produzione ottenuta. Chi emette la notifica sottrae tale entità dalla propria produzione da FER mentre chi riceve la notifica aggiunge tale entità. (art 8)

Nel caso invece di progetti fra stati membri e paesi terzi la contabilità nel raggiungimento degli obiettivi vale solo se la produzione è consumata all'interno dell' UE. Per poter sommare tale produzione a quella dello stato membro quest'ultimo deve effettuare una notifica alla Commissione fornendo informazioni sulla tipologia di IAFR e sulla quota computabile al fine del raggiungimento degli obiettivi. (art 9)

Allo stesso tempo due Stati membri possono generare regimi di sostegno comuni ovvero aiutarsi a vicenda nel raggiungere gli obiettivi fissati dalla direttiva. (art 11).

Nel caso di aumento di capacità di un impianto già esistente la quota di produzione da FER prodotta da ciò viene conteggiata come se fosse prodotta da un nuovo impianto. (art 12)

Per favorire lo sviluppo di FER c'è poi la necessità di semplificare ma soprattutto di rendere pubbliche e rapide le procedure atte ad ottenere permessi o licenze utili a realizzare e gestire gli IAFR. L'argomento introdotto dalla norma all'art 13 verrà comunque trattato in modo esaustivo successivamente.

L'ultimo aspetto che viene esaminato è quello relativo ai biocarburanti. I biocarburanti considerati non deriveranno da terreni caratterizzati da alti livelli di biodiversità ovvero in terreni che dal 2008 erano considerati:

- Foreste e terreni boschivi dove non vi sia alcun segno di attività umane
- Zone con ecosistemi minacciati o in pericolo di estinzione a meno che la produzione non dimostri la compatibilità piena con tutto ciò
- Terreni erbosi che rimarrebbero tali in assenza di interventi umani

Non derivano inoltre da terreni contenenti elevati quantitativi di carbonio ossia terreni che nel 2008 erano:

- Terreni umidi o saturi d'acqua per tutto l'anno o per buona parte di esso
- Terreni di estensione superiore all'ettaro ricoperti per almeno il 30% da alberi di altezza superiore a 5 m

Per lo stesso motivo non si considerano i biocarburanti prodotti in terreni che al 2008 erano torbiere a meno che non si dimostri che tale coltivazione non comporti drenaggio di terreni precedentemente non drenati. (art 17).

Per inquadrare in modo generale tutti gli aspetti inerenti la direttiva in esame ogni stato membro entro il 31 dicembre 2011 e successivamente ogni due anni presenta alla Commissione una relazione relativa ai progressi sulla promozione ed uso delle FER. L'ultima relazione verrà presentata il 31 dicembre 2021.

Ogni relazione specifica in particolare:

- Le quote settoriali (elettricità ,riscaldamento, raffreddamento, trasporti) e globali relative ai due anni solari precedenti
- Le misure adottate per promuovere l'energia da FER tenendo conto della traiettoria indicativa nazionale
- Il funzionamento del sistema della garanzia di origine
- I progressi realizzati nella semplificazione delle procedure amministrative atte ad eliminare gli ostacoli allo sviluppo delle FER
- L'introduzione e il funzionamento dei regimi di sostegno
- Le misure per favorire la distribuzione dell'energia prodotta da FER
- L'uso delle biomasse e la variazione del prezzo dei terreni causa una maggiore necessità per la produzione stessa
- Impatti che la produzione di biocarburanti e bioliquidi hanno su terreno e ambiente e biodiversità
- Eventuali eccedenze o mancanze rispetto alla traiettoria individuata per il 2020 relativa alla domanda di energia da FER
- Stima dell'energia prodotta dalla parte di rifiuti biodegradabili (art 22)

Sono inoltre di particolare interesse alcuni degli allegati presenti nella seguente direttiva:

- Allegato I: obiettivi nazionali generali per la quota di energia da FER sul consumo finale al 2020. Per l'Italia l'incremento dal 2005 al 2020 deve esser del 12% in modo tale da passare dal 5,2% al 17% obiettivo finale al 2020. Si dà inoltre una descrizione delle relazioni utili a determinare la traiettoria necessaria la raggiungimento degli obiettivi.
- Allegato II: formule di normalizzazione dell'energia idraulica ed eolica
- Allegato V: regole per il calcolo dell'impatto dei gas ad effetto serra dei biocarburanti, bioliquidi e dei carburanti fossili di riferimento
- Allegato VI: requisiti minimi del modello standard armonizzato dei PAN

Attuazione della direttiva 2009/28 CE: dlgs 28/11

Il seguente decreto legislativo, denominato anche decreto Romani, è stato realizzato con l'obiettivo di recepire quanto fissato dalla direttiva 2009/28 CE relativa alla promozione delle FER.

Definisce infatti gli strumenti, i meccanismi, gli incentivi, il quadro istituzionale finanziario e giuridico necessari a raggiungere gli obiettivi fissati al 2020 in materia di quota complessiva di energia da FER sul consumo totale lordo. Introduce inoltre obiettivi per il settore dei trasporti e le norme relative a progetti comuni fra stati membri o con sati terzi, con indicazioni sui trasferimenti statistici di energia e sulla garanzia di origine. (art 1)

Gli obiettivi nazionali introdotti riguardano una quota pari al 17% da reperire con FER rispetto ai consumi totali lordi di energia da conseguire entro il 2020. Entro la stessa data, nel campo dei trasporti, il 10% dell'energia totale consumata dovrà pervenire da FER.

All'interno della normativa, in particolare al TITOLO II, si trattano aspetti relativi alle autorizzazioni necessarie in base alla tipologia e taglia di impianto. Come già detto in precedenza questo aspetto verrà trattato successivamente. Fra tutti gli articoli del suddetto titolo è però di particolare interesse per quanto riguarda lo sviluppo delle FER l'articolo 11. Si specifica infatti che negli edifici di nuova concezione o che abbiano subito ingenti ristrutturazioni vi sia l'installazione di impianti a FER tali da coprire i consumi di elettricità, per il riscaldamento e il raffrescamento. L'inosservanza di tali principi comporta il mancato rilascio del titolo edilizio. Se tali impianti producono più di quanto imposto dalla normativa (copertura dei consumi) possono, per tale parte, avere accesso agli incentivi statali relativi alla promozione di IAFR. (art 11).

Entro sei mesi dall'entrata in vigore della seguente norma il GSE realizza un portale informatico aggiornato sulla base dell'evoluzione normativa contenete:

- Incentivazione e modalità di accesso a ciò per le FER sia relative alla produzione di energia elettrica che di calore o freddo
- Informazioni sulle normative relative agli iter autorizzativi per le FER
- Informazioni su benefici netti, costi e sull'efficienza energetica di apparecchiature e sistemi per l'uso di calore, freddo ed elettricità da FER
- Orientamenti rivolti soprattutto a architetti o urbanisti atti a descrivere le combinazioni ottimali delle FER e le tecnologie ad alta efficienza (art 14)

Considerando poi il biometano come FER è di particolare interesse la considerazione degli aspetti inerenti l'eventuale allacciamento del sistema di produzione alla rete di distribuzione del metano.

Il tutto è regolamentato da delibere dell'AEEG emanate entro tre mesi dall'entrata in vigore del seguente decreto. A grandi linee tale direttiva conterrà:

- Caratteristiche chimico fisiche con particolare attenzione alla qualità all'odorazione e alla pressione
- Allaccio prioritario e ritiro completo del biometano prodotto
- Pubblicazione degli standard tecnici, dei tempi e i criteri per la determinazione dei costi di connessione alla rete di distribuzione
- Tariffazione dei corrispettivi a carico del soggetto che immette il biometano in rete tali da non penalizzare il suo sviluppo e la sua produzione (art 20)

Per favorire poi l'immissione del biometano in rete sono presenti incentivi emessi secondo le seguenti modalità:

- Incentivi per la produzione di energia elettrica se il biometano è immesso nella rete del metano ed utilizzato in impianti cogenerativi
- Incentivi nel caso in cui sia usato nei trasporti
- Incentivi nel caso sia immesso nella rete del gas naturale (art 21)

Allo stesso tempo è presente una incentivazione per gli IAFR entrati in servizio dopo il 31 dicembre 2012 che senza dubbio ne favorirà lo sviluppo. Tale incentivazione si basa sui seguenti criteri:

- Remunerare in modo equo i costi di investimento
- Incentivazione per un tempo pari alla vita media dell'impianto
- Incentivazione costante durate tutto il periodo
- Incentivazione solo di nuovi impianti, che hanno subito integrali ristrutturazioni o ripotenziati limitatamente alla producibilità aggiuntiva
- Incentivazione atta a promuovere la realizzazione impianti a biomasse o biogas in aziende agricole

I criteri di incentivazione variano inoltre a seconda che l'impianto abbia una potenza inferiore a 5 MW o una potenza qualunque ma relativa a centrali ibride o alimentate a biogas, biomasse o bioliquidi solidi rispetto ad impianti di potenza superiore, fissata in base alla tecnologia sfruttata, ma comunque non inferiore a 5 MW. (art 24)

Esiste inoltre la possibilità di cumulare gli incentivi presenti aumentando così i vantaggi nella realizzazione di IAFR.

Ad esempio gli incentivi indicati dall'articolo precedente possono esser cumulati con altri nel rispetto delle seguenti modalità:

- Accesso a fondi di garanzia o di rotazione
- Altri incentivi pubblici non eccedenti il 40% del costo dell'investimento per impianti di potenza elettrica sotto i 200 kW, non eccedenti il 30% nel caso di impianti di potenza elettrica fino a 1 MW e non eccedenti il 20% per impianti di potenza elettrica fino a 10 MW
- Per impianti di potenza fino a 1 MW di proprietà di aziende agricole, di allevamento o forestali alimentate a biogas, biomasse o bioliquidi sostenibili si ha accesso ad incentivi pubblici fino alla soglia del 40% dell'investimento totale
- Possibilità di cumulare con altri incentivi pubblici fino alla soglia del 40% dell'investimento totale per gli impianti cogenerativi alimentati a biogas o biomasse derivate da prodotti agricoli forestali o di allevamento (art 26).

Si cerca inoltre di migliore l'attivazione di progetti atti al miglioramento dell'efficienza energetica o di produzione di energia termica da FER introducendo agevolazioni sulle tariffe del gas per interventi di piccole dimensioni o mediante il rilascio dei certificati bianchi. (art 27)

I criteri di incentivazione di quanto detto precedentemente sono:

- Incentivazione basata sul costo dell'investimento e di esercizio dell'impianto
- Durata di 5 anni
- Entità costante su tutto il periodo
- Incentivazione solo di interventi fatti su edifici già esistenti se realizzati su edifici
- Interventi che non ricevono altre incentivazioni statali fatti salvi i fondi di rotazione e di garanzia (art 28)

Dal punto di vista dell'efficienza energetica il Ministro dello sviluppo economico emana entro sei mesi dall'entrata in vigore della seguente norma 15 nuove schede standardizzate per la quantificazione dei risparmi nell'ambito dei meccanismi dei certificati bianchi con particolare riguardo nei confronti dei seguenti settori/interventi:

- Diffusione automezzi elettrici o a gas naturale
- Illuminazione efficiente con particolare riguardo a quella pubblica a led e nel terziario
- Gruppi frigo ed unità trattamento aria ad alta efficienza nel terziario
- Misure di miglioramento dell'efficienza nel campo della distribuzione idrica

- Recuperi di energia (art 30)

Per garantire che la produzione di un impianto provenga realmente da FER viene rilasciata la garanzia di origine. In questo modo chi produce o fornisce energia elettrica può provare ai clienti finali la reale provenienza da FER. (art 34)

Il raggiungimento degli obiettivi previsti può anche esser ottenuto tramite i cosiddetti trasferimenti statistici o tramite progetti in comune con altri Stati membri.

Gli eventuali accordi vengono stipulati allorchè si verifica il mancato raggiungimento degli obiettivi intermedi fino al 2016. La copertura dei costi dei progetti in comune o dei trasferimenti statistici è ottenuta con le tariffe dell'energia elettrica e gas con modalità fissate dall'AEEG. (Art 35).

Allo stesso tempo si possono instaurare rapporti con Paesi terzi posti al di fuori dell'UE sempre con l'obiettivo di raggiungere, da parte dell'Italia, gli obiettivi previsti in materia di FER. (art 36).

All'interno di ogni stato membro si distribuisce poi normalmente l'obiettivo finale fra le varie regioni in base alle potenzialità che ognuna ha nel campo della produzione da FER. Si possono quindi verificare trasferimenti statistici fra le varie regioni in modo tale da raggiungere gli obiettivi previsti. Tali trasferimenti possono esser attuati anche con altri stati membri diverso da quello di appartenenza.

Il Ministro dello sviluppo economico provvede alla verifica del raggiungimento degli obiettivi intermedi successivi a quelli del periodo 2011-2012 e in caso di inadempimenti le regioni, su proposta del Ministro dello sviluppo economico, dovranno attuare tutti gli accorgimenti atti al raggiungimento degli obiettivi previsti in un tempo non inferiore a sei mesi. (art 37).

Come già detto precedentemente fanno parte delle FER anche i biocarburanti e i bioliquidi. Per poter esser considerati tali devono garantire però il rispetto dei criteri di sostenibilità citati all'art 17 della direttiva CE 28/09. (art 38).

Anche in questo caso sono di particolare interesse alcuni degli allegati contenuti nel dlgs.

I più importanti sono:

- Allegato 1: calcolo della quota di energia da FER
- Allegato 2: requisiti e specifiche tecniche degli IAFR ai fini dell'accesso agli incentivi nazionali
- Allegato 3: obblighi per i nuovi edifici o per quelli sottoposti a ristrutturazioni rilevanti

Aspetti autorizzativi

Dal punto di vista delle autorizzazioni necessarie alla progettazione,costruzione, esercizio e smantellamento dell'impianto esistono diverse possibilità che si distinguono in base alla fonte utilizzata, alla taglia e alla zona in cui si andrà a realizzare l'impianto.
Le possibilità sono comunque limitate a:

- Semplice comunicazione al comune di appartenenza
- Dichiarazione di inizio attività denominata DIA sostituita poi dalla procedura abilitativa semplificata denominata PAS
- Autorizzazione unica eventualmente associata alla verifica di assoggettabilità a VIA (valutazione di impatto ambientale)

Ciò che andremo a fare è analizzare i tre differenti iter autorizzativi prendendo in considerazione le normative nazionali e regionali (della Toscana) ad oggi disponibili.

Semplice comunicazione

Le norme di riferimento che si occupano di quanto indicato sono:

- la legge regionale, relativa alla Toscana, n 39 del 24 febbraio 2005 denominata "disposizioni in materia di energia" redatta per recepire il dlgs 387 del 2003
- il dlgs 115 del 2008 a sua volta redatto per recepire a livello nazionale la direttiva CE 2006/32 in materia di efficienza energetica .

Sono inoltre di particolare interesse le linee guida relative agli aspetti autorizzativi degli IAFR redatte con il DM 10 settembre 2010 in recepimento di quanto indicato nel dlgs 387 del 2003.
Per quanto riguarda la LR 39/2005, modificata dalla LR 71/2009, è di particolare interesse l'art 17 che descrive le tipologie di impianto soggette ad attività libera fermo restando l'obbligo del preventivo rilascio di autorizzazione relativo a zone con vincolo paesaggistico (ai sensi dell'art 146 del dlgs 42 del 22 gennaio 2004 " Codice dei beni culturali") e del rispetto dei PIER (piano di indirizzo energetico regionale).
Le tipologie di impianto che possono usufruire di ciò sono:

- Solare termico di sviluppo uguale o inferiore ai 20 metri quadri
- Solare fotovoltaico con potenza inferiore o uguale a 5 kW
- Eolico con potenza inferiore ai 5 kW
- Microcogenerazione a gas naturale fino a 3 MW termici (1 MWe)
- Produzione energetica alimentata a biomassa fino a 0,5 MW termici

Lo stesso articolo introduce la possibilità di usufruire della semplificazione autorizzativa introdotta dalla semplice comunicazione per gli impianti a FER di potenza inferiore ai 50 kW che producono in modo combinato energia elettrica che calore.
L'art 11 della stessa LR 71/2009 introduce poi un comma aggiuntivo alla 39/2005 con il quale si recepisce quanto sancito dall'art 11 del dlgs 115/2008 secondo il quale usufruiscono della semplice comunicazione, in quanto ritenute opere di semplice manutenzione, l'installazione di singoli generatori eolici con altezza complessiva non superiore a 1,5 m e diametro inferiore a 1 m o impianti solari termici o fotovoltaici aderenti o integrati nei tetti dagli edifici con la stessa inclinazione e lo stesso orientamento della falda i cui componenti non modificano la sagoma degli edifici stessi qualora la superficie dell'impianto non superi quella del tetto. La comunicazione da fare al comune per poter realizzare l'impianto va fatta almeno 20 giorni prima dell'inizio dei lavori tramite apposito modulo predisposto dal comune stesso.
All'interno delle linee guida troviamo invece una descrizione degli IAFR soggetti a semplice comunicazione suddivisa fonte per fonte.
Fotovoltaico
Ai sensi dell'art 11 comma 3 del dlgs 115 del 2008 abbiamo

- impianti aderenti o integrati nei tetti di edifici esistenti con la stessa inclinazione e lo stesso orientamento della falda e i cui componenti non modificano la sagoma degli edifici stessi
- la superficie dell'impianto non è superiore a quella del tetto su cui viene realizzato
- gli interventi non ricadono nel campo di applicazione del decreto legislativo 22 gennaio 2004 n. 42 e s.m.i. recante Codice dei beni culturali e del paesaggio

Ai sensi dell'art 6 comma 1 del DPR 380 del 2001 abbiamo:

- realizzati su edifici esistenti o sulle loro pertinenze
- aventi una capacità di generazione compatibile con il regime di scambio sul posto (200 kW)
- realizzati al di fuori della zona A di cui al decreto del Ministro dei lavori pubblici 2 aprile 1968 n. 1444

Biomasse, biogas, gas da discarica e residuati di depurazione
Impianti che ai sensi dell'art 27 comma 20 della legge 99/09 hanno le seguenti caratteristiche

- operanti in assetto cogenerativo

- aventi una capacità di generazione massima inferiore a 50 kWe (microgenerazione)

La semplice comunicazione vale anche per impianti a biomasse, biogas, gas da discarica e residuati di depurazione non ricadenti fra quelli indicati ed aventi le seguenti caratteristiche, ai sensi degli art 6 comma 1 e 123 comma 1 del DPR 380/2001:

- realizzati in edifici esistenti, sempre che non alterino i volumi e le superfici, non comportino modifiche delle destinazioni di uso, non riguardino le parti strutturali dell' edificio, non comportino aumento del numero delle unità immobiliari e non implichino incremento dei parametri urbanistici
- aventi una capacità di generazione compatibile con il regime di scambio sul posto (200 kW)

Eolico

Impianti aventi tutte le seguenti caratteristiche ai sensi dell'art 11 comma 3 del dlgs 30 maggio 2008 n. 115:

- impianti istallati su tetti con altezza complessiva e diametro non superiori rispettivamente a 1,5 m e 1 m
- impianti non ricadenti nel campo di applicazione del decreto legislativo 22 gennaio 2004 n. 42 e s.m.i. recante Codice dei beni culturali e del paesaggio

Per quanto riguarda gli impianti eolici è interessante analizzare anche l'aspetto delle torri anemometriche che per le loro caratteristiche usufruiscono della semplice comunicazione all'atto della realizzazione. Tali caratteristiche sono:

- realizzate mediante strutture mobili, semifisse o comunque amovibili
- installate in aree non soggette a vincolo o a tutela, a condizione che vi sia il consenso del proprietario del fondo
- sia previsto che la rilevazione non duri più di 36 mesi
- entro un mese dalla conclusione della rilevazione il soggetto titolare rimuove le predette apparecchiature ripristinando lo stato dei luoghi

Idroelettrico

Impianti che ai sensi degli art 123 comma 1 e 6 comma 1 lettera a del Dpr 380/01 hanno le seguenti caratteristiche:

- realizzati in edifici esistenti sempre che non alterino i volumi e le superfici, non comportino modifiche delle destinazioni di uso, non riguardino le parti strutturali dell'edificio, non comportino aumento del numero delle unità immobiliari e non implichino incremento dei parametri urbanistici

- aventi una capacità di generazione compatibile con il regime di scambio sul posto (200 kW)

In accordo con quanto introdotto da tali linee guida, l'attuazione della direttiva CE 28/2009 (dlgs 28/2011) dà la possibilità alle rgioni e alle province di innalzare il limite massimo per poter usufruire della semplice comunicazione a 50 kW nonché l'eliminazione del vincolo relativo alla potenza massima per gli impianti solari termici e fotovoltaici realizzati su tetti (art 6).

Per chiarezza si riassumono, con le seguenti tabelle, tutte le tipologie di impianto che possono usufruire della semplice comunicazione con annessa normativa (in rosso quella regionale e in blu quella nazionale) di riferimento.

IMPIANTI EOLICI	
Tipo di impianto	**Normativa di riferimento**
Singoli generatori eolici con altezza complessiva non superiore a 1,5 metri e diametro non superiore a 1 metro	articolo 17 L.R. 39/2005 e Dlgs 115/2008
Impianti di potenza fino a 5 kW se realizzati secondo le condizioni fissate dal Pier **(1)**	articolo 17 L.R. 39/2005
IMPIANTI SOLARI FOTOVOLTAICI	
Installazione di pannelli aderenti o integrati nei tetti degli edifici con la stessa inclinazione e lo stesso orientamento della falda e i cui componenti non modifichino la sagoma degli edifici stessi nel caso in cui l'area dei pannelli sia inferiore a quella del tetto	articolo 17 LR 39/2005 e Dlgs 115/2008
Impianti di potenza nominale fino a 5 kW se realizzati secondo le condizioni fissate dal Pier **(2)**	articolo 17 LR 39/2005
Impianti aventi tutte le seguenti caratteristiche: • realizzati su edifici esistenti o sulle loro pertinenze • aventi una capacità di generazione fino a 200 Kw • realizzati al di fuori della zona A) di cui al decreto del Ministro per i lavori pubblici 2 aprile 1968, n. 1444	articolo 6 comma 1, lettera d del D.P.R. 380/2001

IMPIANTI SOLARI TERMICI	
Tipo di impianto	**Normativa di riferimento**
Installazione di pannelli di sviluppo inferiore o uguale a 20 m2	articolo 17 LR 39/2005
Installazione di pannelli per applicazioni nel settore florovivaistico	articolo 17 LR 39/2005
Installazione di pannelli aderenti o integrati nei tetti degli edifici con la stessa inclinazione e lo stesso orientamento della falda e i cui componenti non modifichino la sagoma degli edifici stessi nel caso in cui l'area dei pannelli sia inferiore a quella del tetto	articolo 17 LR 39/2005
IMPIANTI A BIOMASSA	
Fino a 0,5 MW termici laddove realizzati secondo le condizioni fissate dal Pier **(3)**	art.17 L.R.39/2005
Impianti cogenerativi con capacità di generazione massima inferiore a 50 kW elettrici	art.17 L.R.39/2005 e art. 27 della legge 99/09
Impianti aventi entrambe le seguenti caratteristiche: • realizzati in edifici esistenti, sempre che non alterino i volumi e le superfici, non comportino modifiche delle destinazioni di uso, non riguardino le parti strutturali dell'edificio, non comportino aumento del numero delle unità immobiliari e non implichino incremento dei parametri urbanistici • aventi una capacità di generazione fino a 200 kWe	articolo 123, comma 1 e articolo 6, comma 1, lettera a del D.P.R. 380/2001

IMPIANTI IDROELETTRICI	
Tipo di impianto	**Normativa di riferimento**
Impianti aventi entrambe le seguenti caratteristiche: • realizzati in edifici esistenti, sempre che non alterino i volumi e le superfici, non comportino modifiche delle destinazioni di uso, non riguardino le parti strutturali dell'edificio, non comportino aumento del numero delle unità immobiliari e non implichino incremento dei parametri urbanistici • aventi una capacità di generazione fino a 200 kWe	articolo 123, comma 1 e articolo 6, comma 1, lettera a del D.P.R. 380/2001
IMPIANTI A BIOGAS	
Impianti cogenerativi con potenza fino a 3 MW termici se alimentati a gas naturale e realizzati secondo le condizioni fissate dal Pier **(4)**	articolo 17 L.R. 39/2005
Impianti aventi entrambe le seguenti caratteristiche: • realizzati in edifici esistenti, sempre che non alterino i volumi e le superfici, non comportino modifiche delle destinazioni di uso, non riguardino le parti strutturali dell'edificio, non comportino aumento del numero delle unità immobiliari e non implichino incremento dei parametri urbanistici • aventi una capacità di generazione fino a 200 kWe	articolo 123, comma 1 e dell'articolo 6, comma 1, lettera a del D.P.R. 380/2001
Impianti cogenerativi con capacità di generazione massima inferiore a 50 kW elettrici	art.17 L.R.39/2005 e art. 27 della legge 99/09

Note tabella:

- **(1):** per questi casi il PIER richiede che non sia obbligatoria l'acquisizione di altre autorizzazioni, di carattere ambientale, paesaggistico, di tutela del patrimonio storico-artistico, della salute e della pubblica incolumità. Altrimenti si procede con la presentazione di una PAS al Comune.
- **(2):** per questi casi il PIER richiede due condizioni, entrambe necessarie. La prima è che i moduli siano integrati o parzialmente integrati sul tetto o ubicati al suolo; esclude quindi i moduli su tetto senza alcuna integrazione. La seconda riguarda invece il fatto che non sia obbligatoria l'acquisizione di altre autorizzazioni, di carattere ambientale, paesaggistico, di tutela del patrimonio storico-artistico, della salute e della pubblica incolumità. In assenza di tali condizioni si applicano le altre casistiche indicate dalla tabella
- **(3):** per questi casi il PIER richiede due condizioni, entrambe necessarie: che non ci sia attività edilizia soggetta a permesso di costruzione e contemporaneamente non sia obbligatoria l'acquisizione di altre autorizzazioni, di carattere ambientale, paesaggistico, di tutela del patrimonio storico-artistico, della salute e della pubblica incolumità. Altrimenti si applicano le altre casistiche indicate dalla tabella
- **(4):** in questo caso il PIER richiede che l'intervento non comporti una trasformazione urbanistica o edilizia tale da essere già soggetta, ai sensi dell'articolo 78 della LR 1/2005, a permesso di costruzione. In assenza di tale condizione si applicano le altre casistiche indicate dalla tabella

Dichiarazione di inizio attività sostituita poi dalla PAS

La dichiarazione di inizio attività denominata normalmente DIA rappresenta l'iter autorizzativo per la realizzazione di IAFR che per le loro caratteristiche non ricadono né nella semplice comunicazione né nell'autorizzazione unica.

La DIA viene redatta da progettisti iscritti all'albo i quali garantiscono sulla conformità del progetto, sul rispetto dei regolamenti edilizi vigenti e sulle norme di sicurezza e igienicosanitarie.

Tutta la documentazione redatta viene inviata al comune di appartenenza almeno trenta giorni prima dell'inizio dei lavori.

Per la sua valutazione vale il principio di silenzio assenso ovvero in caso di mancate comunicazioni (nei successivi 30 giorni) sull'impossibilità a procedere con i lavori l'autorizzazione è concessa.

Dal punto di vista normativo le norme di maggiore interesse sono:

- LR 39 del 2005
- LR 71 del 2009
- Circolare Bramerini
- Legge 96 del 2010
- Legge 122 del 2010
- Linee guida relativi al DM 10 settembre 2010
- Attuazione direttiva CE 28 del 2009 con il dlgs 28/2011

Andiamo quindi ad analizzarle in modo più approfondito.

LR 39 del 2005 e LR 71 del 2009

Le seguenti normative sono state unite in quanto la seconda modifica ed implementa la prima. Nel nostro caso è di particolare interesse l'articolo 16.

Al comma 3 di tale articolo si da un elenco degli impianti soggetti a DIA. Nel campo delle FER i punti cruciali sono:

- Installazione di pannelli solari termici con superficie compresa fra 20 m2 e 100 m2
- Impianti eolici con potenza inferiore a 100 kW
- Impianti solari fotovoltaici con potenza inferiore a 200 kW
- Impianti a fonte idraulica con potenza inferiore a 100 kW
- Impianti a biomasse con potenza inferiore a 200 kW

- Impianti a biogas, gas da discarica o da cicli di depurazione con potenza inferiore a 250 Kw

Questi sarebbero stati i nuovi limiti introdotti dalla LR 71 del 2009. In realtà l'aumento dei limiti per la fonte solare (da 20 kW a 200 kW) e di quella eolica (da 60 kW a 100 kW) è stata censurata dal Presidente del Consiglio dei Ministri. Tale decisione è stata ritenuta fondata dalla Corte con la sentenza 11 novembre 2010 n. 313 in quanto l'aumento delle soglie che porta ad un diverso iter autorizzativi possono esser individuate soltanto 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,senza che le regioni possano provvedervi autonomamente.

Per eolico e solare rimangono quindi inalterate le rispettive soglie di 60 kW e 20 kW oltre le quali la DIA non è più sufficiente.

Circolare Bramerini

La circolare Bramerini individua al suo interno i limiti al di sotto dei quali è necessaria la DIA. Il tutto tramite la tabella A del dlgs 387 del 2003 riportato subito dopo.

- 60 kW per eolico
- 20 kW per solare fotovoltaico
- 100 kW per idraulico
- 200 kW per biomasse
- 250 kW per biogas, gas da discarica o processi di depurazione

Legge 96 del 2010

La legge indicata è stata emanata per adempiere agli obblighi relativi all'appartenenza dell'Italia alla Comunità Europea. I vari articoli che si susseguono riguardano infatti attuazione delle varie direttive emanate in campo europeo. Dal nostro punto di vista è decisamente interessante l'art 17 comma 1 lettera d riguardante l'attuazione di alcune direttive fra cui la 28 del 2009. Al comma 1 lettera d si inserisce un innalzamento della taglia degli IAFR che usufruiscono della DIA a 1 MW. In questo modo si cerca di favorire la semplificazione delle procedure autorizzative degli impianti denominati di microgenerazione come introdotto dall'art 2 comma e del dlgs 387 del 2003.

Legge 122 del 2010

La seguente legge ha di fatto introdotto, nella legislazione edilizia, la segnalazione certificata di inizio attività denominata SCIA. Nonostante si tratti di una misura nata per avviare un'attività produttiva senza attendere l'assenso delle amministrazioni competenti, costituisce una misura che si applica a tutti gli interventi di costruzione precedentemente soggetti a DIA.

Di conseguenza si applica anche a tutti quegli impianti a FER che, per le loro caratteristiche, avevano usufruito della DIA.

Uno degli aspetti fondamentali della SCIA è il fatto di poter, a differenza della DIA dove era necessario attendere i 30 giorni relativi al silenzio assenso, iniziare immediatamente i lavori.

La SCIA deve esser corredata dalle dichiarazioni sostitutive di certificazioni, dall'atto di notorietà e da certificazioni di tecnici abilitati attestanti la presenza di requisiti e dei presupposti per l'avvio dei lavori.

Lavori che possono iniziare dalla data di presentazione della segnalazione alle amministrazioni competenti.

Nei successivi 60 giorni (ridotti a 30 dal Decreto Sviluppo) le amministrazioni competenti possono ordinare l'arresto dei lavori nel caso in cui si verifichi la presenza di irregolarità. Tale interruzione può esser evitata nel caso in cui l'interessato modifichi le documentazioni presentate rendendole idonee in un tempo non superiore a 30 giorni.

Terminati comunque i canonici 30 giorni utili alle verifiche ex-post, l'amministrazione competente può comunque intervenire in presenza di pericolo attuale, di un danno grave e irreparabile per il patrimonio artistico e culturale, per l'ambiente, per la salute, per la sicurezza pubblica o la difesa nazionale e previo motivato accertamento dell'impossibilità di tutelare comunque tali interessi mediante conformazione dell'attività dei privati alla normativa vigente.

Sono nate però ben presto aspetti interpretativi riguardanti la necessità per impianti a FER di utilizzare la SCIA al posto della DIA. Le successive linee guida emanate non prendono in considerazione infatti la SCIA continuando a parlare unicamente di DIA. Può venirci in aiuto a comprendere tale aspetto la circolare esplicativa del Ministro per la Semplificazione normativa del 16 settembre 2010. Secondo tale circolare infatti la SCIA dovrebbe riguardare solo attività per le quali è previsto il solo accertamento dei requisiti mentre l'attività di costruzione oltre a tali accertamenti richiede elementi di

discrezionalità non presenti nella SCIA. Di conseguenza sembrerebbe che le nuove costruzioni non fossero soggette alla SCIA.

Tutto ciò ha creato comunque numerose problematiche nel campo delle FER unite al fatto che alcune regioni si sono opposte a tale passaggio.

Fortunatamente con l'attuazione della direttiva CE 28/09 si è sancito il passaggio alla procedura abilitativa semplificata PAS eliminando così tutte le problematiche interpretative del passaggio DIA-SCIA.

Linee guida relative al DM 10 settembre 2010

All'interno delle seguenti linee guida si da una descrizione, fonte per fonte, delle caratteristiche idonee per usufruire della DIA.

Fotovoltaico:

Sono realizzabili utilizzando la DIA gli impianti non ricadenti fra quelli relativi alla semplice comunicazione avendo determinate caratteristiche ai sensi dell'art. 21 comma 1 del DM 6 agosto 2010.

Tali caratteristiche sono:

- Moduli applicati sugli edifici ma non ricadenti fra quelli relativi all'art 11 comma 3 del dlgs 115/08 (definizione di intervento di semplice manutenzione fatta nella trattazione relativa agli impianti fotovoltaici che usufruiscono della semplice comunicazione)
- Superficie complessiva dei moduli non superiore a quella del tetto dell'edificio su cui sono stati montati

Nel caso in cui gli impianti non ricadano all'interno di quanto specificato sopra possono comunque usufruire della DIA se hanno una potenza installata inferiore a 20 kW (limite introdotto con LR 39/05 o dlgs 387/03)

Biomasse, biogas, gas da discarica o da processi depurativi e biogas:

- Impianti operanti in assetto cogenerativo con capacità di generazione inferiore a 1000 kWe (microcogenerazione) ovvero a 3000 kWt ai sensi dell'art. 27 comma 20 della legge 99/09
- Impianti che non operano in cogenerazione con capacità di generazione massima pari a quella indicata nella tabella A del dlgs 387 del 2003

Eolico:

- Impianti con capacità di generazione massima pari a quella indicata nella tabella A del dlgs 387 del 2003
- Torri anemometriche finalizzate alla misura temporanea del vento con le stesse caratteristiche indicate alla trattazione relativa alla semplice comunicazione ma con tempi di rilievo superiori ai 36 mesi

Idroelettrico:

- Impianti con capacità di generazione massima pari a quella indicata nella tabella A del dlgs 387 del 2003

Attuazione direttiva CE 28 del 2009 (dlgs 28/2011)

In materia di DIA la seguente norma introduce importanti modifiche. Il tutto è descritto all'interno dell'articolo 6.

L'art 6 comma 1 della stesura preliminare del dlgs 28/11 introduce la sostituzione della DIA con la procedura abilitativa semplificata denominata PAS per l'autorizzazione di determinati IAFR. Tale passaggio è ben specificato nella stesura preliminare mentre all'interno del dlgs 28/2011 vero e proprio si parla direttamente di PAS (sempre all'art 6).

Il medesimo articolo del dlgs 28/11 indica inoltre le modalità di esecuzione e valutazione del PAS. Chiunque fosse interessato a realizzare IAFR con le relative opere connesse può inviare, anche per via telematica, una dichiarazione al comune con almeno trenta giorni di anticipo sulla data di inizio lavori accompagnata da relazioni e elaborati progettuali utili a dimostrare la conformità del progetto e redatti da progettisti iscritti all'albo. Vengono inoltre allegati gli elaborati tecnici per la connessione redatti dal gestore di rete.

Il comune, visionate le documentazioni inviate, può ordinare di non realizzare l'opera per mancanza delle condizioni necessarie dovute ad esempio alla non conformità delle documentazioni rispetto alle norme . A questo punto il proponente potrà correggere le documentazioni e ripresentarle al comune.

Se invece entro trenta giorni il comune non dà alcuna comunicazione al proponente l'opera può ritenersi realizzabile. La sua realizzazione deve esser terminata entro tre anni dal perfezionamento della PAS. La parte non terminata richiede una ulteriore PAS. Al termine dei lavori il proponente dovrà comunicare ciò al comune.

Terminati i lavori l'entrata in servizio dell'impianto è subordinata a collaudo effettuato dal progettista o tecnici abilitati. Il certificato rilasciato verrà poi inviato al comune a prova della conformità dell'opera.

Introduce inoltre la possibilità per le regioni di innalzare la soglia per poter usufruire della PAS ad 1 MW specificando i casi in cui, la necessità di autorizzazioni paesaggistiche di competenza diversa da quella del comune, è necessaria la realizzazione del procedimento unico.

I procedimenti pendenti all'entrata in vigore del dlgs 28/2011 sono regolati dalle normative precedenti fermo restando la possibilità di optare per le soluzioni autorizzative introdotte dalla nuova normativa.

Per completezza e in modo tale da rilevare in tempi brevi la relativa normativa (in rosso quella regionale e in blu quella nazionale) si inserisce una tabella riassuntiva che riporta le tipologie di impianto soggette a PAS.

IMPIANTI SOLARI	
Tipo di impianto	**Normativa di riferimento**
Impianti (escluso quelli realizzabili come attività libera) aventi tutte le seguenti caratteristiche: • moduli fotovoltaici sono collocati sugli edifici • la superficie complessiva dei moduli fotovoltaici dell'impianto non sia superiore a quella del tetto dell'edificio sul quale i moduli sono collocati	articolo 21, comma 1, del DM 6 agosto 2010 e del dlgs 28/2011
Impianti (escluso quelli realizzabili come attività libera) che non rientrando in quelli sopraindicati hanno una potenza nominale inferiore a 20 kW	art. 16 LR 39/2005, dlgs. 387/2003 e dlgs 28/2011
IMPIANTI EOLICI	
Impianti (escluso quelli realizzabili come attività libera) di potenza inferiore a 60 kW	art. 16 L.R. 39/2005, dlgs 387/2003 e dlgs 28/2011
IMPIANTI IDROELETTRICI	
Impianti (escluso quelli realizzabili come attività libera) di potenza inferiore a 100 KW elettrici	art. 16 LR 39/2005, dlgs. 387/2003 e dlgs 28/2011

IMPIANTI A BIOMASSE	
Tipo di impianto	**Normativa di riferimento**
Impianti (escluso quelli realizzabili come attività libera) di potenza nominale inferiore a 200 kW elettrici	art. 16 LR 39/2005, dlgs. 387/2003 e dlgs 28/2011
Impianti operanti in cogenerazione (escluso quelli realizzabili come attività libera) con capacità di generazione massima inferiore a 1 MW elettrico, ovvero a 3 MW termici	art 6 comma 20 Legge 99/09
IMPIANTI A BIOGAS	
Impianti operanti in cogenerazione (escluso quelli realizzabili come attività libera) con capacità di generazione massima inferiore a 1 MW elettrico, ovvero a 3 MW termici	art 6 comma 20 Legge 99/09
Impianti (escluso quelli realizzabili come attività libera) di potenza nominale inferiore a 250 kW elettrici	art. 16 LR 39/2005, dlgs. 387/2003 e dlgs 28/2011
IMPIANTI SOLARI TERMICI	
Installazione alle condizioni del PIER di pannelli con superficie da 20 a 100 m2	art 16 LR 39/05

Autorizzazione unica

L'obiettivo della normativa in campo di FER è quello di semplificare il più possibile l'iter autorizzativi utili alla realizzazione degli IAFR. L'autorizzazione unica fa parte, senza dubbio, delle possibili soluzioni autorizzative che ambiscono ad ottenere ciò. Al suo interno ci potrà esser la necessità, in base alla tipologia e alla taglia dell'impianto, di verificare i possibili effetti sull'ambiente di tale realizzazione. Il tutto viene normalmente eseguito tramite la valutazione di impatto ambientale denominata VIA.

Andremo quindi ad analizzare prima tutti gli aspetti normativi relativi all'autorizzazione unica passando subito dopo a quelli della VIA.

Autorizzazione unica

Dal punto di vista normativo gli aspetti peculiari in materia si possono trovare all'interno di:

- Dlgs 387 del 2003 "attuazione della direttiva CE 2001/77 CE"
- Legge regionale 39 del 2005
- Circolare regionale del 26/05/2008 denominata Circolare Bramerini
- Legge regionale 71 del 2009

- Linee guida del DM 10 settembre 2010
- Attuazione direttiva CE 28/2009

Dlgs 387 del 2003

All'interno di questa normativa l'articolo maggiormente interessante in materia di autorizzazione unica è l'art 12 intitolato "razionalizzazione e semplificazione delle procedure autorizzative". In questo articolo si sancisce l'importanza delle FER ritenendole urgenti e di pubblica utilità. L'autorizzazione unica è rilasciata al termine del procedimento unico da province o regioni in un tempo massimo di 180 giorni da parte della conferenza dei servizi convocata entro 30 giorni dalla data di presentazione della domanda.

Il rilascio dell'autorizzazione unica costituisce titolo a costruire ed esercire l'impianto in conformità con le caratteristiche del progetto approvato ed inoltre obbliga al termine della sua vita utile il ripristino dello stato dei luoghi occupati.

LR 39 del 2005 e LR 71 del 2009

Le due leggi regionali vengono analizzate in contemporanea in quanto quella relativa al 2009 va a modificare e completare quella del 2005.

In materia di autorizzazione unica tali leggi ci permettono di capire quali sono le informazioni da allegare alla presentazione della domanda.

I contenuti fondamentali sono:

- Descrizione dell'impianto, delle eventuali opere connesse e delle infrastrutture indispensabili alla costruzione ed esercizio
- Tutti gli elaborati necessari compresa la descrizione dello stato di fatto dell'area interessata
- Eventuali richieste di dichiarazione di pubblica utilità, indifferibilità ed urgenza
- Entro 30 giorni dalla presentazione della domanda l'autorità procedente provvede a darne notizia tramite forme e modi previsti affinchè chiunque sia interessato possa presentare osservazioni
- Eventuali altre documentazioni necessarie tipo VIA o AIA
- Le modalità e i termini per il rispetto delle condizioni previste per la costruzione ed esercizio dell'impianto

La decisione in merito alla domanda di autorizzazione unica viene preso a seguito della conferenza dei servizi nominata dall'amministrazione competente (regione o provincia) e che vedrà la partecipazione di tutte le amministrazioni interessate alla realizzazione e

all’esercizio dell’impianto nonché gestori di opere pubbliche o di interesse pubblico, le quali subiscono interferenze dall’impianto progettato.

La conferenza dei servizi deciderà, terminata la valutazione del procedimento unico, in merito al rilascio delle autorizzazioni verificato il rispetto degli interessi in materia di sicurezza,salute ambientale e tutela del paesaggio.

Alla base quindi dell’autorizzazione unica c’è lo svolgimento del procedimento unico con il quale si raccolgono tutte le informazioni e le documentazioni inerenti gli aspetti autorizzativi. (art 12)

Le suddette leggi indicano inoltre che l’autorizzazione unica è l’iter autorizzativo da seguire per tutti gli IAFR che per taglia o tipologia non rientrano né nella semplice comunicazione né nella DIA. (art 13)

Circolare Bramerini

Nella circolare Bramerini viene specificata, fonte per fonte, la taglia degli impianti che saranno soggetti ad autorizzazione unica.

Eolico

Autorizzazione unica per potenza superiore a 60 kW(limite inferiore per gli impianti definiti industriali) con competenza regionale dato che ciò si verifica per taglie superiori ai 50 kW.

Sopra 1 MW l’autorizzazione unica viene affiancata dalla verifica di assoggettabilità a VIA (allegato 4 dlgs 152/06 e allegato B1 L.R. 11/2010 che ha modificato la L.R. 79/98)

Fotovoltaico

Autorizzazione unica per impianti di potenza superiore a 20 kW rilasciata dalle province. L’autorizzazione unica verrà accompagnata da verifica di assoggettabilità a VIA per potenze superiori a 1 MW (allegato 4 dlgs 152/06 e allegato B1 L.R. 11/2010 che ha modificato la L.R. 79/98) tranne che per gli impianti con integrazione architettonica o parzialmente integrati in quanto non ritenuti industriali.

Idraulico

Autorizzazione unica per impianti di potenza superiore a 100 kW rilasciata dalle province. In questo caso l’autorizzazione unica sarà sempre accompagnata da verifica di assoggettabilità a VIA (allegato 4 dlgs 152/06 e allegato B1 L.R. 11/2010 che ha modificato la L.R. 79/98) .

Biomasse

Autorizzazione unica per potenze superiori a 200 kW rilasciata dalle province. Per potenze superiore a 50 MWt vale ancora l'autorizzazione unica la quale verrà accompagnata dalla verifica di assoggettabilità a VIA (allegato 4 dlgs 152/06 e allegato B1 L.R. 11/2010 che ha modificato la L.R. 79/98) .

Biogas

Vale quanto detto per gli impianti a biomasse con l'unica differenza che il limite inferiore sale a 250 kW.

DM 10 settembre 2010

All'interno degli allegati relativi al decreto ministeriale indicato si trovano le linee guida per la realizzazione del procedimento unico alla base dell'ottenimento dell'autorizzazione a realizzare un IAFR. Oltre alle indicazioni per redarre tutte le documentazioni necessarie si da informazione sulle modalità con le quali si analizzano con l'obiettivo di dare o meno l'autorizzazione al progetto in esame.

Contenuti dell'istanza per autorizzazione unica

- progetto definitivo dell'iniziativa, comprensivo delle opere per la connessione alla rete, delle altre infrastrutture indispensabili previste, della dismissione dell'impianto e del ripristino dello stato dei luoghi. Il ripristino, per gli impianti idroelettrici, è sostituito da misure di reinserimento e recupero ambientale
- relazione tecnica, inclusa nel progetto definitivo che indica in particolare: i dati generali del proponente comprendenti, nel caso di impresa, copia di certificato camerale; la descrizione delle caratteristiche della fonte utilizzata, con l'analisi della producibilità attesa, ovvero delle modalità di approvvigionamento e, per le biomasse, anche la provenienza della risorsa utilizzata; per gli impianti eolici andranno descritte le caratteristiche anemometriche del sito, le modalità e la durata dei rilievi, che non può essere inferiore ad un anno e le risultanze sulle ore equivalenti annue di funzionamento; la descrizione dell'intervento, delle fasi, dei tempi e delle modalità di esecuzione dei complessivi lavori previsti, del piano di dismissione degli impianti e di ripristino dello stato dei luoghi, ovvero, nel caso di impianti idroelettrici, delle misure di reinserimento e recupero ambientale proposte; una stima dei costi di dismissione dell'impianto e di ripristino dello stato dei luoghi ovvero, nel caso di impianti idroelettrici, delle misure di reinserimento e recupero ambientale proposte; un'analisi delle possibili

ricadute sociali, occupazionali ed economiche locali dell'intervento per gli impianti di potenza superiore a 1 MW.

- Documentazione che attesti la disponibilità dell'area per la realizzazione dell'impianto e di tutte le opere connesse. Per gli impianti idroelettrici si inserisce la concessione di derivazione d'acqua per uso idroelettrico qualora sia stata già acquisita
- preventivo per la connessione redatto dal gestore della rete elettrica nazionale o della rete di distribuzione.
- ricevuta di pagamento degli oneri istruttori, ove previsti
- impegno alla corresponsione all'atto di avvio dei lavori di una cauzione a garanzia della esecuzione degli interventi di dismissione e delle opere di messa in pristino, da versare a favore dell'amministrazione procedente mediante fideiussione bancaria o assicurativa secondo l'importo stabilito in via generale dalle regioni o dalle province delegate in proporzione al valore delle opere di rimessa in pristino o delle misure di reinserimento o recupero ambientale. Tale cauzione è rivalutata sulla base del tasso di inflazione programmata ogni 5 anni
- copia della comunicazione effettuata alla Soprintendenza. Infatti, nel caso in cui l'impianto non ricada in zona sottoposta a tutela ai sensi del Dlgs 42/2004, il proponente effettua una comunicazione alle competenti Soprintendenze per verificare la sussistenza di procedimenti di tutela ovvero di procedure di accertamento della sussistenza di beni archeologici, *in itinere* alla data di presentazione dell'istanza di autorizzazione unica. Entro 15 giorni dal ricevimento della comunicazione, le soprintendenze informano l'amministrazione procedente circa l'eventuale esito positivo di detta verifica

Svolgimento del procedimento unico

Il procedimento unico si svolge tramite conferenza di servizi, nell'ambito della quale confluiscono tutti gli apporti amministrativi necessari per la costruzione e l'esercizio dell'impianto, delle opere connesse e delle infrastrutture indispensabili.

Entro 15 giorni dalla presentazione dell'istanza, l'amministrazione competente, verificata la completezza formale della documentazione, comunica al richiedente l'avvio del procedimento o la improcedibilità dell'istanza per carenza della documentazione prescritta; in tal caso il procedimento può essere avviato solo alla data di ricevimento dell'istanza completa.

Trascorso detto termine senza che l'amministrazione abbia comunicato l'improcedibilità, il procedimento si intende avviato.

Entro trenta giorni dal ricevimento dell'istanza, l'amministrazione convoca la conferenza dei servizi.

Il gestore della rete cui si prevede di connettere l'impianto partecipa alla conferenza di servizi senza diritto di voto. Alla conferenza possono partecipare, senza diritto di voto, i concessionari e i gestori di pubblici servizi nel caso in cui il procedimento amministrativo e il progetto dedotto in conferenza abbia effetto diretto o indiretto sulla loro attività.

Nel rispetto del principio di non aggravamento del procedimento l'ulteriore documentazione o i chiarimenti ritenuti necessari per la valutazione dell'intervento sono richiesti, anche su impulso delle altre amministrazioni interessate, dall'amministrazione procedente in un'unica soluzione ed entro 90 giorni dall'avvio del procedimento. Se il proponente non fornisce la documentazione integrativa entro i successivi 30 giorni, salvo proroga per un massimo di ulteriori 30 giorni concessa a fronte di comprovate esigenze tecniche, si procede all'esame del progetto sulla base degli elementi disponibili.

Entro la data in cui è prevista la riunione conclusiva della conferenza dei servizi, il proponente, pena la conclusione del procedimento con esito negativo, fornisce la documentazione atta a dimostrare la disponibilità del suolo su cui si andrà a realizzare l’impianto.

Il termine per la conclusione del procedimento unico, da computarsi tenuto conto delle eventuali sospensioni non può comunque essere superiore a 180 giorni decorrenti dalla data di ricevimento dell'istanza.

Caratteristiche fondamentali del procedimento unico

- L'autorizzazione unica, conforme alla determinazione motivata di conclusione assunta all'esito dei lavori della conferenza di servizi, sostituisce a tutti gli effetti ogni autorizzazione, nulla osta o atto di assenso comunque denominato di competenza delle amministrazioni coinvolte.
- L'autorizzazione unica costituisce titolo a costruire ed esercire l'impianto, le opere connesse e le infrastrutture indispensabili in conformità al progetto approvato e nei termini ivi previsti nonché, ove occorra, dichiarazione di pubblica utilità, indifferibilità e urgenza delle opere.

- L'autorizzazione include le eventuali prescrizioni alle quali è subordinata la realizzazione e l'esercizio dell' impianto e definisce le specifiche modalità per l'ottemperanza all'obbligo della rimessa in pristino dello stato dei luoghi a seguito della dismissione dell'impianto o, per gli impianti idroelettrici, per l'ottemperanza all'obbligo della esecuzione di misure di reinserimento e recupero ambientale.
- L'autorizzazione unica prevede un termine per l'avvio e la conclusione dei lavori decorsi i quali, salvo proroga, la stessa perde efficacia. I suddetti termini sono congruenti con i termini di efficacia degli atti amministrativi che l'autorizzazione recepisce e con la dichiarazione di pubblica utilità. Resta fermo l'obbligo di aggiornamento e di periodico rinnovo cui sono eventualmente assoggettate le autorizzazioni settori ali recepite nell'autorizzazione unica.

Attuazione direttiva CE 28/2009

L'articolo di riferimento per questa norma è l'art 5 "autorizzazione unica".

In accordo infatti con il dlgs 387/2003 art 12 con le rispettive linee guida individua che gli IAFR sono soggetti ad autorizzazione unica quando le caratteristiche non permettono di attuare procedure maggiormente semplificate.

Indica inoltre che i normali 180 giorni utili alla conferenza dei servizi per deliberare la valutazione del procedimento attuato non devono esser superati anche in presenza del procedimento di assoggettabilità a VIA terminato con esclusione dalla VIA.

Se invece la VIA è necessaria il procedimento unico deve terminare in un tempo massimo di 90 giorni al netto dei tempi per il provvedimento di VIA.

Terminata la trattazione relativa alla normativa in materia di autorizzazione unica su può passare a tutto ciò che riguarda la VIA inserita, quando necessaria, all'interno delle documentazioni facenti parte dell'autorizzazione unica.

Prima di descrivere in modo approfondito il procedimento di VIA può esser utile inserire, nella pagina successiva, una tabella riassuntiva con la quale rilevare in modo chiaro e veloce gli aspetti peculiari riguardanti gli impianti che, per le loro caratteristiche, sono soggetti all'autorizzazione unica. (In rosso normativa regionale e in blu quella nazionale).

IMPIANTI EOLICI	
Tipo di impianto	**Normativa di riferimento**
Impianti di potenza da 60 kW fino a 1 MW	art. 13 L.R.39/05, dlgs 387/03
Impianti di potenza superiore a 1 MW	verifica di assoggettabilità alla VIA (L.R 11/2010 e dlgs 152/06) inserita nell'autorizzazione unica
IMPIANTI SOLARI	
Impianti di potenza nominale superiore a 20 kW e fino a 1 MW	art. 13 L.R.39/05, dlgs 387/03
Impianti di potenza superiore a 1 MW	verifica di assoggettabilità alla VIA (L.R 11/2010 e dlgs 152/06) inserita nell'autorizzazione unica
IMPIANTI IDROELETTRICI	
Impianti di potenza superiore a 100 kW	L.R. 39/05, dlgs 387/03 con annessa verifica di assoggettabilità alla VIA L.R 11/2010 e dlgs 152/06
IMPIANTI A BIOMASSA	
Impianti di potenza superiore a 200 kW e fino a 50 MWt	art. 13 L.R.39/2005, dlgs 387/03
Impianti di potenza superiore a 50 MWt	verifica di assoggettabilità alla VIA (L.R 11/2010 e dlgs 152/06) inserita nell'autorizzazione unica
IMPIANTI A BIOGAS	
Impianti di potenza superiore a a 250 kW e fino a 50 MW**t**	art. 13 L.R.39/2005, dlgs 387/03
Impianti di potenza superiore a 50 MWt	verifica di assoggettabilità alla VIA (L.R 11/2010 e dlgs 152/06) inserita nell'autorizzazione unica

A questo punto non rimane,per quanto riguarda la parte relativa agli iter autorizzativi, che descrivere la normative e gli aspetti peculiari della VIA.

Valutazione di impatto ambientale

La VIA è una procedura tecnico-amministrativa atta alla verifica della compatibilità ambientale di un progetto. La valutazione viene fatta preventivamente prendendo in considerazione sia effetti diretti che indiretti, a breve o lungo termine, permanenti o temporanei. I fattori ambientali presi in considerazione, anche in modo correlato, sono:

- Essere umano, flora e fauna
- Acqua, suolo, aria e clima
- Patrimonio storico-culturale

La valutazione preventiva è fondamentale in quanto evita che si vada ad intervenire quando il danno è ormai stato fatto.

L'introduzione della VIA sancisce quindi il passaggio da una concezione riparatoria ad una concezione prevenzionistica.

Dal punto di vista storico la VIA nasce alla fine degli anni sessanta negli Stati Uniti con l'introduzione dell'environmental impact assessment (EIA) ovvero delle prime forme di controllo sulle conseguenze dirette e indirette che determinati interventi potevano avere. Il tutto per evitarne gli effetti e ridurre o mitigare gli impatti.

Il passo successivo avvenne nel 1969 con l'introduzione, sempre negli Stati Uniti, del cosiddetto NEPA (National Enviromentala Policy Act).

Nel 1978 venne poi approvato un regolamento attuativo del NEPA che disponeva l'obbligo della procedura di VIA per tutti i progetti pubblici o che avrebbero attinto a finanziamenti pubblici.

In Europa le basi della VIA vennero gettate in Francia con l'emanazione della legge 76-629 che introduceva tre livelli di valutazione: etudes d'enviroment, notice d'impact e etudes d'impact.

Nel 1985 la comunità europea emanò la direttiva 337/85 CEE riguardante la VIA di progetti pubblici o privati.

In Italia il tutto venne recepito con la legge 349 del 1986 secondo la quale la VIA era di competenza statale. Ulteriori informazioni in materia vennero introdotte con il dlgs 152 del 2006 denominato Testo unico ambientale modificato successivamente dal dlgs 4 del 2008.

A livello regionale la prima legge emanata fu la legge 68 del 1995 modificata successivamente dalla legge 79 del 1998.

Ad oggi le normative di maggiore interesse sono:

- Dlgs 128 del 2010"ulteriori modifiche al dlgs 152 del 2006"
- Legge 99 del 2009
- Legge Regionale 10 e 11 del 2010 "modifiche alla LR 79 del 1998"

Dal nostro punto di vista la normativa di maggiore interesse è senza dubbio quella regionale in quanto va a recepire quanto deliberato a livello nazionale tenendo però in considerazione di aspetti locali eventualmente non trattati a livello nazionale.

La promulgazione di leggi regionali è stata ispirata dall'art 35 del dlgs 152 del 2006 e s.m.e.i.. L'importanza di una normativa regionale è fondamentale in quanto c'è la necessità di adattare quanto prescritto a livello nazionale alle varie regioni diverse l'una dall'altra.

La normativa che ne nasce avrà lo scopo di introdurre la procedura di VIA senza appesantire troppo l'iter autorizzativi degli IAFR.

Gli impatti che secondo la normativa dovranno esser presi in considerazione sono:

- L'uomo, fauna e flora
- Ecosistemi
- Paesaggio e patrimonio culturale
- Suolo, acqua, aria e clima
- Beni materiali, fattori agricoli ed economici
- L'interazione fra i fattori sopraelencati

In base alla tipologia di impianto ci sarà la possibilità di avere l'obbligatorietà della redazione della VIA (impianti contenuti in allegati A1, A2 e A3) oppure verifica di assoggettabilità (impianti contenuti in allegati B1, B2 e B3).

Sono inoltre obbligatoriamente soggetti a VIA tutti gli impianti ricadenti all'interno di aree protette istituite con la legge 394 del 91 oppure confinanti con aree di parchi o riserve naturali ovvero siti di importanza regionale (SIR) introdotti dalla LR 56/2000.

I progetti degli allegati precedentemente citati avranno inoltre soglie dimensionali ridotte del 50% se situati nelle zone sopracitate in quanto zone di particolare interesse dal punto di vista ambientale.

La competenza della VIA potrà essere in base al progetto:

- Delle regioni per i progetti compresi all'interno dell'allegati A1 e B1 o di competenza dello stato in cui si richiede parere delle Regioni
- Delle province per i progetti contenuti negli allegati A2 e B2 o A3 e B3 se la localizzazione dell'impianto interessa più comuni

- Dei comuni per i progetti ricadenti in un unico comune relativi agli allegati A3 e B3
- Di enti o parchi regionali per i progetti relativi a tutti gli allegati inseriti nei punti precedenti e ricadenti integralmente in aree di parchi regionali nelle relative aree confinati. La VIA viene invece emanata in accordo fra regioni e enti/parchi se l'impianto occupa solo parzialmente le aree sopracitate.

Qualora vada eseguita la verifica di assoggettabilità si effettua la cosiddetta fase di scoping ovvero una fase relativa al progetto preliminare dove si elaborano tutte le documentazioni atte a verificare se la VIA è necessaria o meno.

La procedura di assoggettabilità (art 48 e allegato 1) inizia con un'apposita domanda all'autorità competente dove oltre al progetto preliminare si aggiunge uno studio ambientale preliminare composto da:

- Relazione dove si indica la conformità del progetto preliminare con le norme ambientali, paesaggistiche nonché piani e programmi vigenti in materia ambientale
- Relazione sugli effetti prevedibili che la realizzazione avrebbe sull'ambiente
- Relazione che motivi la realizzazione dell'impianto e le sue finalità unita a varie possibili soluzioni di localizzazione
- Documentazioni utili al fine dell'applicazione degli elementi di verifica relativi all'allegato D (elementi per l'esclusione del progetto dalla fase di VIA)

Fatto ciò il proponente deposita tale documentazioni presso tutte le amministrazioni interessate. Pubblica poi su BURT (bollettino ufficiale della regione Toscana), nell'albo pretorio dei comuni interessati, dati relativi a proponente,oggetto e localizzazione del progetto e luogo dove visionare le documentazioni. A questo punto partoni i termini temporali utili alla valutazione dell'istanza e i procedimento è da intendersi avviato.

Entro 45 giorni dall'inizio del procedimento chiunque sia interessato può presentare, presso l'autorità competente, osservazioni o memorie scritte. Dalla stessa data entro 30 giorni tutte le amministrazioni interessate dovranno presentare il loro parere sull'istanza presentata.

Entro 90 giorni dall'inizio del procedimento l'autorità competente emanerà la propria decisione sull'assoggettabilità o meno a VIA del progetto in esame.

Tale decisione verrà pubblicata da parte dell'autorità competente sul BURT e sul sito dell'autorità stessa.

La fase denominata scoping può ritenersi conclusa. In caso di risultato positivo si passa alla redazione di ulteriori documentazioni utili alla realizzazione completa della VIA.
Il primo documento che verrà redatto è lo studio di impatto ambientale denominato SIA.
Lo SIA viene redatto a spese del proponente seguendo quanto indicato al'interno dell'allegato C da esperti in materia ambientale e conterrà al suo interno:

- Una descrizione del progetto con informazioni relative alle sue caratteristiche, alla sua localizzazione, alle sue dimensioni e alle sue relazioni con il contesto normativo vigente
- Le misure per evitare, ridurre o compensare eventuali effetti negativi
- Eventuali impatti che sia la realizzazione sia l'esercizio possono provocare su ambiente e patrimonio storico culturale
- Eventuali alternative possibili ivi compresa l'alternativa zero ovvero la non realizzazione dell'impianto
- Misure previste per il monitoraggio
- Una sintesi non tecnica che descriva le caratteristiche dell'impianto e delle informazioni raccolte all'interno dello SIA in linguaggio non tecnico ovvero comprensibile a tutti.

Data l'onerosità delle operazioni necessarie alla realizzazione della VIA sarà opportuno che nel momento in cui si redige le documentazioni necessarie queste siano il più possibile corrette. Si può per questo attivare una fase procedurale detta fase preliminare atta a stabilire i contenuti e le modalità di elaborazione dei documenti necessari.
L'attivazione della fase preliminare viene fatta tramite apposita domanda dove si inserirà il progetto preliminare, le documentazioni già elaborate per la verifica di assoggettabilità e una relazione contenete:

- Piano di lavoro conforme alle indicazioni dell'allegato C, gli impatti attesi ed i temi dello SIA con i relativi livelli di approfondimento
- Elenco delle autorizzazioni e nullaosta necessari alla realizzazione ed esercizio dell'impianto
- Eventuali effetti su uno o più siti introdotti dalla direttiva 92/43 CEE e dalle relative norme di attuazione inerenti l'eventuale necessità di redigere la valutazione di incidenza

Presentata la domanda l'autorità competente apre una fase di consultazione atta a esaminare le condizioni per l'elaborazione del progetto e dello SIA, esamina le alternative possibili comprese l'alternativa zero e verifica la presenza di eventuali

incompatibilità ad esempio relative alla localizzazione. Entro 60 giorni dalla presentazione della domanda la stessa autorità competente emana l'atto conclusivo dove potranno esser inserite le informazioni utili ad ottenere all'atto della presentazione della VIA la sua valutazione positiva.

Terminata la fase preliminare si hanno tutte le informazioni utili alla realizzazione completa della VIA ovvero per l'inizio della procedura di valutazione.

La domanda relativa a tale fase deve contenere:

- Progetto definitivo dell'opera
- SIA
- Esiti della valutazione di assoggettabilità a VIA
- Elenco delle amministrazioni interessate
- Elenco degli atti di assenso relativi ad autorizzazioni,concessioni,licenze o nullaosta

Il tutto verrà inviato in doppia copia all'autorità competente e in copia semplice a tutte le amministrazioni interessate. Inoltre entro i dieci giorni successivi il proponente dovrà pubblicare su un quotidiano a diffusione regionale o provinciale con indicazioni sul progetto (localizzazione, finalità, caratteristiche, dimensioni, impatti ambientali conseguenti) e sugli uffici dove poter consultare le documentazioni inerenti alla valutazione.

Avvenuta la pubblicazione il procedimento si intende avviato.

Le informazioni su dove consultare le documentazioni sono fondamentali in quanto entro 60 giorni dall'avvio del procedimento chiunque voglia potrà presentare osservazioni all'autorità competente.

Inoltre entro 15 giorni dall'inizio del procedimento il proponente realizzerà una presentazione pubblica in un luogo il più vicino possibile al luogo di realizzazione così che la popolazione interessata dal progetto sia a conoscenza della sua realizzazione.

La domanda presentata verrà esaminata entro 30 giorni per verificarne la completezza ed esattezza. In caso di valutazione negativa l'autorità competente richiederà integrazioni o correzioni alò proponente.

Tutte le amministrazioni interessate entro 60 giorni dall'inizio del procedimento presenteranno il proprio parere.

Quando le osservazioni sono numerose l'autorità competente può disporre una'inchiesta pubblica dove tutte le osservazioni verranno esaminate.

In ogni caso, sia che l'inchiesta venga indetta o meno ,il proponente può esser chiamato ad un confronto con il soggetto che ha presentato l'osservazione.
Sia gli esiti dell'eventuale inchiesta sia quelli dei contraddittori sopracitati vengono messi a verbale e considerati in fase di valutazione.
Le osservazioni presentate possono poi portare l'autorità competente a richiedere integrazioni e modifiche alle documentazioni presentate. Il tutto dovrà esser presentato entro 60 giorni dalla richiesta, termine prorogabile su istanza del proponente per ulteriori 60 giorni.
La valutazione di compatibilità ambientale viene rilasciata al termine dell'istruttoria interdisciplinare che termina entro 150 giorni dalla data di avvio del procedimento.
Nel caso di necessità di integrazioni delle documentazioni presentate la valutazione di compatibilità viene rilasciata entro 90 giorni dalla presentazione delle integrazioni.
Nel caso in cui le integrazioni non vengano presentate il processo di valutazione si interrompe con esito negativo.
La pronuncia positiva sulla compatibilità ambientale conterrà le indicazioni al fine di eliminare o mitigare gli effetti negativi ed inoltre detterà le condizioni per la realizzazione,l'esercizio e la dismissione dell'impianto.
Tale pronuncia verrà pubblicata dal proponente sul BURT regionale.
La realizzazione dell'impianto a seguito dell'esito positivo della valutazione deve esser terminata entro 5 anni prorogabili una sola volta di ulteriori 5 anni.
L'autorità competente verificherà poi che la realizzazione, l'esercizio e la dismissione dell'impianto siano conformi con quanto previsto dal procedimento di valutazione. In caso contrario emana sanzioni e obbliga il proponente ad effettuare tutte le modifiche necessaire al rispetto delle indicazioni del processo di valutazione.
Esaminata in modo piuttosto approfondito la normativa che regolamenta la VIA cerchiamo di capire quali tipologie di impianto necessitano di tale procedura. Per far ciò chiediamo aiuto sia agli allegati della normativa sopra indicata sia alla cosiddetta circolare Bramerini. Bisogna inoltre ricordare che essendo gli impianti in esame IAFR la VIA viene allegata all'autorizzazione unica.
Fonte per fonte andiamo quindi ad indicare la soglia di potenza oltre la quale la VIA è soggetta a verifica di assoggettabilità.

- Eolico:verifica di assoggettabilità per potenze superiori a 1 MW
- Solare: verifica di assoggettabilità per potenze superiori a 1 MW
- Idroelettrico: verifica di assoggettabilità per potenze superiori a 100 kW

- Biomasse e biogas: verifica di assoggettabilità per potenze termiche superiori a 50 MWt

In alcuni casi la VIA è però obbligatoria. Questo avviene soprattutto nei casi in cui l'impianto è ubicato in aree protette. In questi casi l'obbligatorietà è presente nel momento in cui la potenza degli impianti è superiore alla metà di quella indicata precedentemente.

In questo ambito la normativa non specifica però con chiarezza il limite di potenza,per impianti eolici posti in aree protette, oltre il quale la VIA è obbligatoria.

La stessa normativa indicata in precedenza sancisce l'obbligatorietà della VIA per impianti termici per la produzione di energia elettrica,vapore e acqua calda con potenza termica complessiva superiore ai 150 MWt. Rientrano in questa cerchia quindi gli impianti a biomasse, biogas, gas da discarica o derivato da processi depurativi.

Aspetti inerenti la connessione degli IAFR alla rete elettrica

La connessione degli IAFR è regolamentata dal cosiddetto testo integrato delle connessioni attive denominato da ora in poi TICA ovvero l'allegato A della delibera AEEG ARG/elt 99 del 2008 modificata ed integrata dalle delibere ARG/elt 179/08, 205/08, 139/09 e 125/10.

La descrizione delle modalità di connessione verrà suddivisa in tre parti, così come è stato fatto all'interno del TICA stesso, denominate:

- Aspetti generali
- Connessione alla rete in BT/MT
- Connessione alla rete AT/AAT

Aspetti generali

Il presente provvedimento,valido dal 1° gennaio 2011 dopo le modifiche apportate dalla delibera Arg/elt 125/10, definisce le modalità delle procedure e le condizioni economiche per l'erogazione del servizio di connessione.

In base alla potenza del'impianto potremo avere:

- Connessione alla rete in BT per impianti fino a 100 kW
- Connessione alla rete in MT per impianti fino a 6000 kW
- Connessione al livello di tensione esistente nel caso di connessioni preesistenti

Il gestore di rete può comunque garantire la connessione in BT o MT anche per potenze superiori ai rispettivi limiti. Questa condizione è decisamente gradita al cliente soprattutto nei casi in cui sia necessario realizzare cabine primarie o secondarie proprie. (art 2).

Il servizio di connessione è regolamentato nelle sue condizioni contrattuali dal cosiddetto MCC (modalità è condizioni contrattuali) pubblicato dai gestori di rete sui propri siti internet.

Le MCC devono prevedere: (art 3)

- le modalità per la presentazione della richiesta inclusa la specificazione della documentazione necessaria e per il pagamento del corrispettivo per l'ottenimento del preventivo

- le modalità e i tempi di risposta del gestore di rete in particolare per quanto riguarda la presentazione del preventivo e della STMD (soluzione tecnica minima di dettaglio) se prevista
- i termini di validità della soluzione proposta decorsi i quali, in assenza di accettazione da parte del richiedente, la richiesta si intende decaduta
- le modalità per la scelta sulle possibili soluzioni in materia di gestione dell'iter autorizzativi o di realizzazione in proprio della connessione
- le modalità e i tempi in base ai quali il gestore di rete realizza, per le azioni di propria competenza, gli impianti di rete per la connessione
- le soluzioni tecniche convenzionali adottate dal gestore di rete per la realizzazione della connessione, unitamente all'indicazione di valori unitari di riferimento utili all'individuazione dei costi medi realizzativi di tutto ciò
- per ciascuna delle soluzioni tecniche convenzionali, nel caso di connessioni in alta e altissima tensione, il valore convenzionale della potenza massima di esercizio in condizioni normali di funzionamento, intesa come la potenza massima dell'intera infrastruttura per la connessione indipendentemente dal reale grado di utilizzo di tale infrastruttura da parte dell'impianto produttivo
- gli standard tecnici e le specifiche di progetto utili per la realizzazione, per l' esercizio e per la manutenzione degli impianti per la connessione
- le modalità di pagamento del corrispettivo per la connessione accettate dal gestore
- le condizioni e le modalità di presentazione dell'eventuale garanzia (fideiussione bancaria o deposito cauzionale)
- le modalità per la determinazione del corrispettivo a copertura dei costi sostenuti per la gestione dell'iter autorizzativi e dell'eventuale corrispettivo a copertura dei costi di predisposizione della documentazione da presentare nell'ambito dell'iter autorizzativi;
- le modalità dell'eventuale modifica dei tempi di risposta o di realizzazione degli impianti di rete
- le tipologie degli impianti di rete per la connessione che possono essere progettati e realizzati a cura dei richiedenti seguendo tutte le indicazioni in merito

Terna e le imprese distributrici con almeno 100.000 clienti entro il 30 giugno 2011 predisporranno un portale informatico, complementare a quello realizzato da Terna ai fini del GAUDI',utilizzato per lo scambio delle informazioni necessarie per la gestione dell'iter di connessione. (art 4)

Il GAUDI' acronimo di gestione delle anagrafe uniche degli impianti di produzione è il sistema introdotto da Terna per comunicare tutti i dati anagrafici e tecnici delle unità produttive. E stato introdotto con la delibera 125/10 e va a sostituire il cosiddetto CENSIP

Le richieste di connessione vengono presentate :

- All'impresa distributrice competente in ambito territoriale per potenze in immissione sotto i 10.000 kW
- A Terna per potenze in immissione superiori o uguali a 10.000 kW

La richiesta deve contenere:

- i dati identificativi del richiedente
- il valore della potenza in immissione richiesta al termine del processo di connessione, espressa in kW
- la potenza nominale a cui si riferisce la richiesta di connessione o il valore dell'aumento di potenza installato
- in caso di richiesta di adeguamento di una connessione esistente, i dati identificativi del punto di connessione esistente, unitamente alla potenza già disponibile in immissione e alla potenza già disponibile in prelievo
- la fonte primaria utilizzata per la produzione di energia elettrica
- la data prevista di avvio e conclusione dei lavori di realizzazione dell'impianto e quella di entrata in servizio
- un piano particellare dell'opera che evidenzi le proprietà dei terreni sui cui è realizzato l'impianto di produzione
- una dichiarazione sostitutiva di atto di notorietà che attesti la disponibilità del sito oggetto dell'installazione degli impianti contenete i presupposti di tale disponibilità in termini di proprietà o di eventuali diritti di utilizzo. Tutto questo non è richiesto laddove la procedura autorizzativa richieda l'esistenza di un preventivo per la connessione già accettato
- nel caso di impianti cogenerativi l'eventuale attestazione,fatta con dichiarazione sostitutiva di atto di notorietà, del rispetto o meno delle condizioni di cui alla deliberazione n. 42/02

- nel caso di centrali ibride l'eventuale attestazione del rispetto o meno delle condizioni di cui all'articolo 8, comma 6, del decreto legislativo n. 387/03 fatta con dichiarazione sostitutiva di atto di notorietà
- la documentazione attestante l'avvenuto pagamento del corrispettivo per l'ottenimento del preventivo
- la potenza relativa all'alimentazione dei servizi ausiliari, espressa in kW
- la potenza richiesta in prelievo,espressa in kW,con definizione del fatto che sia relativa alla sola alimentazione degli ausiliari di impianto o anche ad un altro centro di consumo. Nel caso in non sia contemplata o contemplata solo in parte l'alimentazione degli ausiliari andrà specificata la presenza di punti alternativi di alimentazione
- lo schema unifilare, firmato da un tecnico abilitato, della parte di impianto allo stesso livello della tensione di consegna compresi i trasformatori e tutti i dispositivi rilevanti ai fini della connessione indipendentemente dal loro livello di tensione
- la destinazione d'uso dell'energia elettrica prelevata precisando se viene unicamente destinata all'alimentazione dei servizi ausiliari o anche di altri carichi. Indicazione della tipologia di cliente, evidenziando in particolare se il cliente è domestico nel caso in cui non vi sia l'uso esclusivo da parte degli ausiliari delle'energia prelevata
- la certificazione antimafia ai sensi del D.P.R. n. 252/98, nel caso di potenze in immissione richieste superiori a 1 MW
- l'eventuale suddivisione dell'impianto in diverse sezioni per le quali si prevede un'entrata in esercizio in tempi differenti
- nel caso di adeguamento della connessione esistente,la presenza di altri impianti connessione mediante lo stesso punto
- la destinazione commerciale prevista per l'energia elettrica prodotta (autoconsumo e vendita, vendita esclusiva al netto dell'autoconsumo da ausiliari, scambio sul posto, ritiro dedicato)
- l'intenzione di richiedere gli incentivi previsti dalle normative vigenti, indicando quali

Il corrispettivo per l'ottenimento del preventivo è pari a:

- 100 euro per potenze in immissione richieste fino a 50 kW
- 200 euro per potenze in immissione richieste superiori a 50 kW e fino a 100 kW
- 500 euro per potenze in immissione richieste superiori a 100 kW e fino a 500 kW
- 1.500 euro per potenze in immissione richieste superiori a 500 kW e fino a 1.000 kW
- 2.500 euro per potenze in immissione richieste superiori a 1.000 kW (art 6)

Condizioni per connessioni in BT o in MT

Il tempo massimo di messa a disposizione del preventivo per la connessione è pari 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

Nel caso in cui vi sia necessità di un sopralluogo e il richiedente richieda che l'appuntamento fissato dal gestore di rete sia rimandato, il tempo intercorrente tra la data proposta dal gestore di rete e la data effettiva non deve essere conteggiato nel calcolo del tempo di messa a disposizione del preventivo.

Inoltre se la soluzione per la connessione implica lavori (realizzazione,rifacimento, adeguamento o potenziamento) su linee elettriche a livelli di tensione superiori al livello di tensione a cui è erogato il servizio, il tempo per la messa a disposizione del preventivo è incrementato di 15 giorni lavorativi. Tale ritardo può esser applicato però solo se la comunicazione della necessità di eseguire tali lavori avviene prima delle normali scadenze sopracitate.

Il preventivo per la connessione ha validità pari a 45 giorni lavorativi a decorrere dalla data di ricevimento.

A seguito della richiesta di connessione il gestore di rete esegue verifiche tecniche finalizzate a valutare l'impatto sulla rete della potenza in immissione dopo di che trasmette al richiedente un preventivo contenete:

- distinzione tra lavori semplici e lavori complessi,
- la STMG per la connessione (soluzione tecnica minima generale)
- le opere che il richiedente è ritenuto a rendere disponibili sul punto di connessione

- il corrispettivo per la connessione suddiviso voce per voce e indicazioni sulla quota da pagare all'atto di accettazione e quella alla conclusione delle opere utili alla connessione
- l'elenco degli adempimenti necessari ai fini dell'autorizzazione dell'impianto per la connessione e degli eventuali interventi sulla rete esistente che si rendano strettamente necessari
- il termine previsto per la realizzazione della connessione
- un codice che identifichi univocamente la pratica di connessione (codice di rintracciabilità) unito al nominativo e al recapito telefonico e di posta elettronica di un responsabile del gestore di rete a cui fare riferimento. Tale responsabile sarà poi quello che parteciperà al procedimento unico se quest'ultimo è necessario nell'iter autorizzativi dell'IAFR preso in considerazione
- il codice POD da utilizzarsi per la gestione e la trasmissione dei dati tecnici
- una specifica tecnica in cui vengano indicate le modalità con le quali eseguire le opere di competenza del richiedente
- le responsabilità inerenti il servizio di misura dell'energia elettrica prodotta, immessa e prelevata e quali criteri (in termini di posizionamento, accessibilità e caratteristiche) il richiedente debba rispettare nella scelta e nell'installazione delle apparecchiature di misura, nel caso in cui il medesimo ne abbia la responsabilità
- l'informazione del fatto che l'impianto di rete per la connessione, o una sua parte, sia già oggetto di realizzazione in proprio da parte di un richiedente nel caso in cui la connessione sia utilizzata da più utenti
- le attività che dovranno essere effettuate in parallelo alla connessione con particolare attenzione alla registrazione in GAUDÌ dell'impianto di produzione e delle relative UP,alla sottoscrizione dei contratti di trasporto e dispacciamento in prelievo e in immissione e alle comunicazioni da inoltrare ai diversi responsabili al fine di poter concludere l'iter effettuando l'entrata in esercizio commerciale dell'impianto

Nel caso in cui il richiedente accetti il preventivo invierà entro la scadenza del preventivo stesso la comunicazione di accettazione unita a:

- la documentazione attestante il pagamento di quanto previsto all'atto di accettazione

- nel caso di impianti di potenza superiore a 20 kW, l'eventuale decisione di avvalersi del gestore di rete per il servizio di misura dell'energia elettrica prodotta, nel rispetto di quanto previsto dalla deliberazione n. 88/07
- nel caso in cui i prelievi siano finalizzati esclusivamente all'attività di produzione di energia elettrica, il richiedente decide o meno se avvalersi del gestore di rete per l'installazione e la manutenzione del misuratore dell'energia elettrica immessa e prelevata, nel rispetto di quanto previsto dal Testo Integrato Trasporto

Il preventivo una volta accettato potrà esser modificato solo se tali modifiche non comportano variazioni alle soluzioni tecniche adottate come ad esempio nel caso in cui ci si riferisca all'evoluzione del sistema elettrico.

E' consentito inoltre lo spostamento dell'impianto di produzione per cause di forza maggiore o per motivi inerenti l'iter autorizzativi.

Accettato il preventivo il richiedente avrà l'onere di realizzare tutte le opere necessarie alla connessione stessa come indicato nel preventivo e una volta completate dovrà comunicare al gestore di rete:

- L'avvenuto completamento delle opere
- La documentazione attestante il pagamento della rispettiva quota di connessione
- L'attestazione dell'avvenuta registrazione al GAUDI'

All'interno del preventivo si trova inoltre la STMG la quale comprende:

- una delle soluzioni tecniche convenzionali scelte per eseguire la connessione
- individuazione delle parti che possono essere progettate e realizzate a cura del richiedente
- la descrizione degli eventuali interventi sulle reti elettriche esistenti strettamente necessari alla realizzazione della connessione
- esercizio transitorio degli impianti nel tempo necessario alla realizzazione delle modifiche alle reti esistenti soprattutto per quanto riguarda la potenza in immissione
- un documento che indichi i tempi di realizzazione degli interventi al netto dei tempi utili all'ottenimento delle relative autorizzazioni
- indicazione dei costi medi corrispondenti alla soluzione tecnica convenzionale relativa alle opere per la connessione o alle opere sulla rete esistente

Il gestore di rete, nell'ambito della STMG può chiedere la messa a disposizione si spazi superiori a quelli strettamente necessari. Tali spazi saranno ceduti gratuitamente se

necessari a futuri ampliamenti dell'impianto produttivo o a fronte del pagamento di un corrispettivo fissato con accordi fra le parti se necessari al gestore di rete.

Se il servizio di connessione è erogato in bassa tensione e risulta esserci la necessità di installare una cabina di trasformazione presso il richiedente quest'ultimo può consentire,a patto che ne abbia la titolarità o la disponibilità,l'utilizzo del terreno a fronte di una remunerazione fissata tramite accordi fra le parti.

Se invece il servizio può esser erogato sia in BT che in MT e vi sia ancora una volta la necessità di installare una cabina presso il richiedente,il gestore può erogare il servizio in BT ottenendo così il terreno necessario alla cabina stessa a titolo gratuito. (art 8).

Nell'ambito del procedimento unico utile all'espletamento dell'iter autorizzativi il richiedente può elaborare da solo le documentazioni necessarie ottenendo,senza alcun onere aggiuntivo,tutte le informazioni necessarie da parte del gestore di rete. Nel caso in cui invece l'iter autorizzativi venga portato avanti dal gestore di rete quest'ultimo verrà remunerato per il lavoro svolto dal richiedente.

Nel primo caso il gestore dovrà fornire tutte le documentazioni necessarie in un termine non superiore ai 30 giorni dalla data di accettazione del preventivo.

Entro 60 giorni lavorativi,per connessioni in BT,o entro 90 giorni lavorativi per connessioni in MT,dalla data di accettazione del preventivo,richiedente e gestore si scambiano comunicazioni inerenti l'avvio delle procedure autorizzative a cui fanno capo.

Per quanto riguarda le autorizzazioni a capo del richiedente se entro tali scadenze non si effettua alcuna comunicazione al gestore questo solleciterà il richiedente il quale dovrà assolvere i suoi compiti in un termine non superiore ai successivi 30 giorni lavorativi pena l'annullamento del preventivo.

Entro 30 giorni dalla data di ottenimento delle autorizzazioni alla costruzione ed esercizio dell'impianto di connessione il gestore di rete può inviare,se necessario,un preventivo aggiornato al richiedente.

Nel caso in cui l'iter autorizzativi abbiano avuto esito negativo si distinguono due soluzioni:la prima vale per iter gestiti dal proponente,la seconda per quelli gestiti dal gestore di rete.

Nel primo caso viene effettuata comunicazione al gestore di ciò entro 30 giorni lavorativi dalla data di ricevimento di tale esito,con indicazioni sull'eventuale presentazione di una nuova domanda oppure sull'annullamento del preventivo.

Se invece l'iter è portato avanti dal gestore, oltre alla consueta informazione da fare entro 30 giorni lavorativi dalla data del ricevimento dell'esito negativo,si fa richiesta al proponente sul fatto che si voglia annullare il procedimento o realizzarne uno nuovo. Nei successivi 30 giorni lavorativi il richiedente comunica al gestore la sua decisione.

Nel caso si decida per l'annullamento del preventivo,nei successivi 30 giorni lavorativi il gestore rimborsa il richiedente della parte del corrispettivo di connessione versata maggiorata degli interessi maturati.

Ottenute tutte le autorizzazioni necessarie se,anche dopo le proroghe concesse,l'impianto non è stato completato entro i termini previsti dalle autorizzazioni anche il preventivo decade. (art 9).

Per quanto riguarda i tempi di realizzazione abbiamo che:

- Per lavori semplici, il tempo di realizzazione della connessione è pari, al massimo, a 30 giorni lavorativi
- Per lavori complessi, il tempo di realizzazione della connessione è pari, al massimo, a 90 giorni lavorativi, aumentato di 15 giorni lavorativi per ogni km di linea da realizzare in media tensione eccedente il primo chilometro

Nel caso in cui l'impianto per la connessione implichi interventi su infrastrutture in alta tensione, il tempo di realizzazione della connessione, espresso in giorni lavorativi,è riportato nel preventivo presentato dal gestore al richiedente unito ad una descrizione degli interventi da sostenere.

L'eventuale impraticabilità dei terreni che impedisce la realizzazione delle opere fa slittare o interrompere i termini relativi alla realizzazione delle opere stesse. Tale interruzione o slittamento è pari al tempo necessario ai terreni per tornare ad esser praticabili. Il tutto viene comunque comunicato dal gestore al richiedente. Analogo discorso si fa nei casi in cui prima di iniziare i lavori sia necessario un sopralluogo nelle aree interessate dalla connessione. Un eventuale ritardo di tale sopralluogo per esigenze del richiedente non verrà infatti conteggiato nei termini previsti per l'esecuzione delle opere.

Eventuali iter autorizzativi utili alla realizzazione e gestione della connessione,se attivati nei termini previsti (60 o 90 giorni a seconda che la connessione sia in BT o MT) non vengono conteggiati nei tempi di realizzo.

Durante i lavori di realizzazione dell'impianto di produzione il richiedente provvede, con cadenza almeno trimestrale, ad informare il gestore sull'avanzamento dei lavori aggiornando se necessario la data di ultimazione.

Terminati i lavori il richiedente comunica al gestore ciò con una dichiarazione sostitutiva di atto di notorietà. Aggiorna inoltre il sistema GAUDI' indicando il completamento dei lavori dell'impianto produttivo.

Sarà invece il gestore a comunicare al richiedente il compimento della realizzazione dell'impianto di connessione. Nella predetta comunicazione, il gestore di rete segnala gli ulteriori obblighi a cui il richiedente deve adempiere affinché la connessione possa essere attivata. Contestualmente, il gestore di rete segnala a Terna, per il tramite di GAUDÌ, il completamento dell'impianto per la connessione.

Se la comunicazione della fine delle opere relative all'impianto produttivo arriva dopo quella relativa all'impianto di connessione,il gestore avrà 10 giorni lavorativi per attivare la connessione.

La gestione dell'impianto è regolamentata dal regolamento realizzato dal gestore e validato dal richiedente. L'avvenuta validazione è segnalata dal gestore su GAUDI'.

Per poter finalmente attivare la connessione il richiedente dovrà:

- aver sottoscritto il regolamento di esercizio di cui all'art 10 comma 9 del TICA preso in esame
- aver ottenuto l'abilitazione commerciale delle UP sul GAUDÌ
- aver sottoscritto un contratto per la fornitura dell'energia elettrica prelevata

Qualora, durante l'esercizio dell'impianto di produzione, il gestore di rete rilevi sistematiche immissioni (eccedenze di immissione verificatesi almeno due mesi all'anno) di energia elettrica eccedenti la potenza in immissione richiesta, il gestore di rete, se tecnicamente possibile, modifica il valore della potenza in immissione richiesta e ricalcola il corrispettivo per la connessione applicando il triplo della differenza tra il corrispettivo per la connessione ricalcolato e il corrispettivo per la connessione determinato nel preventivo. Provvede inoltre a modificare il contratto di connessione il quale regolamenta l'esercizio della connessione.

Nel caso di impianti alimentati da fonti rinnovabili, nel caso di centrali ibride che rispettano le condizioni di cui all'articolo 8, comma 6, del decreto legislativo n. 387/03 e nel caso di impianti cogenerativi che soddisfano i requisiti previsti dalla deliberazione n. 42/02, il corrispettivo per la connessione, espresso in euro, è il minor valore tra:

$$A = CP_A \cdot P + CM_A \cdot P \cdot D_A + 100$$

$$B = CP_B \cdot P + CM_B \cdot P \cdot D_B + 6000$$

dove:

- CP_A = 35 €/kW
- CM_A = 90 €/(kW· km)
- CP_B = 4 €/kW
- CM_B = 7,5 €/(kW· km)
- P = potenza ai fini della connessione espressa in kW
- D_A = distanza in linea d'aria,espressa in km con due cifre decimali,tra il punto di connessione e la più vicina cabina di trasformazione MT/BT del gestore di rete in servizio da almeno 5 anni
- D_B = distanza in linea d'aria, espressa in km con due cifre decimali, tra il punto di connessione e la più vicina stazione di trasformazione alta/media tensione del gestore di rete in servizio da almeno 5 anni

Nei casi di nuova connessione in cavo interrato, i corrispettivi CM della precedente relazione vengono moltiplicati per 2 .

Nei casi di nuova connessione, qualora la linea sia in parte in cavo interrato e in parte in linea aerea, il corrispettivo per la connessione, espresso in euro, è pari a:

$$\min\begin{cases} A = CP_A \cdot P + CM_A \cdot P \cdot D_A \cdot \dfrac{D_{aereo}}{D_{totale}} + 2 \cdot CM_A \cdot P \cdot D_A \cdot \dfrac{D_{cavo}}{D_{totale}} + 100 \\ B = CP_B \cdot P + CM_B \cdot P \cdot D_B \cdot \dfrac{D_{aereo}}{D_{totale}} + 2 \cdot CM_B \cdot P \cdot D_B \cdot \dfrac{D_{cavo}}{D_{totale}} + 6000 \end{cases}$$

dove, oltre ai termini già definiti abbiamo:

- D_{cavo} = lunghezza reale della linea di connessione realizzata in cavo interrato
- D_{aereo} = lunghezza reale della linea aerea di connessione
- D_{totale} = lunghezza reale della linea di connessione, pari alla somma di D_{cavo} e di D_{aereo}.

Nell'adeguamento di una connessione esistente, qualora la linea sia in parte in cavo interrato e in parte in linea aerea, il corrispettivo per la connessione, espresso in euro, è pari a quello relativo alla relazione precedente ad eccezione del fatto che i corrispettivi CM non vengono moltiplicati per 2.

I corrispettivi CM e CP sono moltiplicati per 3 nel caso in cui la nuova connessione vada ad interessare impianti produttivi non raggiungibili con strade percorribili da automezzi o separati dalle linee di distribuzione da tratti di mare,laguna o lago.

Il corrispettivo per la connessione viene versato dal richiedente al gestore di rete:

- per il 30% all'atto di accettazione del preventivo
- per il 70% all'atto della comunicazione di completamento delle opere strettamente necessarie alla realizzazione fisica della connessione. Per importi non superiori ai 2000 euro il gestore può richiedere la totalità del pagamento all'atto dell'accettazione del preventivo (art 12)

Qualora la messa a disposizione del preventivo non avvenga nei tempi previsti il gestore di rete, salvo cause di forza maggiore o cause imputabili al richiedente o a terzi, è tenuto a corrispondere al richiedente un indennizzo automatico pari a 20 euro/giorno per ogni giorno lavorativo di ritardo.

Per ritardi superiori a 60 giorni lavorativi, il richiedente può inviare una segnalazione all'Autorità per l'adozione dei provvedimenti di propria competenza.

Allo stesso modo,se la realizzazione della connessione non avviene entro i tempi previsti, il gestore di rete, salvo cause di forza maggiore o cause imputabili al richiedente o a terzi, è tenuto a corrispondere al richiedente, a titolo di indennizzo automatico, un ammontare pari al valor massimo tra 20 euro al giorno e il 5% del totale del corrispettivo per la connessione per ogni giorno lavorativo di ritardo fino ad un massimo di 120 giorni lavorativi.

Se tale limite viene superato il richiedente può inviare una segnalazione all'Autorità per l'adozione dei provvedimenti di propria competenza.

Il gestore di rete è tenuto a comunicare tempestivamente al richiedente il verificarsi di cause di forza maggiore o cause imputabili al richiedente o a terzi che possono provocare il mancato rispetto dei termini previsti. (art 14).

I gestori di rete trattano in via prioritaria le richieste e la realizzazione delle connessioni di impianti di produzione da FER e cogenerativi che soddisfano i requisiti previsti dalla deliberazione n. 42/02 rispetto agli altri impianti di produzione. (art 15).

Sempre per IAFR e cogenerativi che soddisfano le condizioni sopracitate qualora la connessione sia erogata ad un livello di tensione nominale superiore ad 1 kV, il gestore di rete, può, sempre che il richiedente ne abbia fatta richiesta all'atto dell'accettazione del preventivo:

- consentire di realizzare in proprio gli impianti di rete per la connessione nelle parti che non implichino l'effettuazione di interventi sulla rete elettrica esistente (ad es. realizzazione dell'eventuale linea elettrica e dell'impianto per la consegna)

- tenendo conto di esigenze di sicurezza,consentire al richiedente di realizzare gli interventi sulla rete esistente

Il gestore di rete è tenuto ad inviare al richiedente gli elementi necessari alla realizzazione della connessione secondo gli standard realizzativi del medesimo gestore entro 10 giorni dalla data di ricezione dell'istanza per la realizzazione in proprio delle opere.

Le tempistiche, i corrispettivi e le responsabilità della realizzazione, ivi incluse quelle associate ad eventuali difetti strutturali che si dovessero presentare a seguito dell'acquisizione delle opere vengono regolamentate da un contratto stipulato fra richiedente e gestore.

Ai fini della sottoscrizione del contratto è necessario che il richiedente abbia inviato al gestore di rete l'attestazione di avvenuta registrazione dell'anagrafica impianto all'interno di GAUDÌ rilasciata da Terna ai sensi dell'articolo 36 del presente TICA.

A seguito dell'ottenimento delle autorizzazioni necessarie, il richiedente invia al gestore di rete il progetto esecutivo degli impianti da realizzare al fine di ottenere il parere di rispondenza nei confronti dei requisiti tecnici insieme alla documentazione attestante il pagamento degli oneri di collaudo. Oneri che verranno pagati anche a fronte di un esito negativo del collaudo.

Ottenuto il parere positivo sulla rispondenza del progetto ai requisiti tecnici,il richiedente avvia i lavori il cui termine verrà comunicato al gestore unitamente a tutta la documentazione necessaria per il collaudo, l'esercizio e la gestione dei relativi tratti di rete.

Il gestore di rete, entro 20 giorni da tale comunicazione effettua il collaudo per la messa in esercizio degli impianti.

Nei casi in cui il richiedente eserciti la facoltà di realizzazione in proprio della connessione, entro 60 giorni lavorativi dal completamento del collaudo e comunque non prima dell'atto di acquisizione delle opere realizzate, il gestore di rete restituisce al richiedente il corrispettivo già versato dal richiedente maggiorato degli interessi legali.

Il gestore di rete versa anche un corrispettivo pari alla differenza, se positiva, tra il costo relativo alle opere realizzate dal richiedente, come individuato nella STMG e il corrispettivo per la connessione. Qualora detta differenza sia negativa, viene versata dal richiedente al gestore di rete entro le medesime tempistiche. In caso di ritardo, si applicano gli interessi legali. (art 16).

Dal punto di vista degli obblighi del richiedente ne è presente uno riguardante i tempi di realizzazione dell'impianto di produzione. Questo dovrà esser realizzato entro:

- 6 mesi dalla data di accettazione del preventivo per connessioni in BT
- 12 mesi dalla data di accettazione del preventivo per connessioni in MT (art 31)

All'atto di accettazione del preventivo,se il richiedente è diverso dal cliente finale,nel caso di impianto di produzione che verranno connessi ad una linea o area critica,rende disponibile al gestore una garanzia sottoforma di deposito cauzionale o fideiussione bancaria di importo pari a al prodotto della potenza ai fini della connessione e :

- 60.000 €/MW per connessioni in MT
- 110 €/kW per connessioni in BT

Allo stesso modo il richiedente, qualora diverso da un cliente finale domestico, nel caso in cui non siano ancora ultimati i lavori di realizzazione dell'impianto di produzione e nel caso in cui l'area o linea su cui dovrà essere connesso sia critica, entro 20 giorni lavorativi dal termine di ogni anno dalla data di accettazione del preventivo, rende disponibile al gestore di rete una garanzia di importo pari a quello individuato precedentemente.

Nel caso in cui tali garanzie vengano fornite sottoforma di deposito cauzionale avremo che:

- Il gestore di rete entro 2 mesi dalla data di completamento del'impianto di produzione restituisce al richiedente tutti i depositi cauzionali maggiorati degli interessi maturati
- Nel caso di decadenza del preventivo nessun deposito verrà restituito
- Nel caso in cui il richiedente non abbia pagato gli oneri di connessione all'atto di restituzione delle garanzie versate tale cifra verrà decurtata dal totale da restituire
- In caso di rinuncia da parte del richiedente il gestore,entro 2 mesi dalla data di ricezione di suddetta rinuncia,restituisce il 30% del totale delle garanzie versate maggiorate degli interessi maturati (art 32)

Se le garanzie vengono fornite invece sottoforma di fideiussioni avremo che:

- Non viene riscossa se l'impianto viene realizzato
- Viene riscossa per il 70% se il richiedente rinuncia all'attivazione della connessione
- Viene riscossa in entità pari al corrispettivo di connessione se il richiedente è insolvente sotto questo punto di vista

- Viene riscossa completamente in caso di decadenza del preventivo

Se all'atto di accettazione del preventivo non vengono presentate le garanzie necessarie il preventivo decade.

Il preventivo decade anche se non si presenta la garanzia entro 20 giorni lavorativi dal termine di ogni anno dalla data di accettazione del preventivo (se l'impianto di produzione non è stato ancora teminato).

Il gestore comunque prima di rendere esecutiva la decadenza del preventivo effettua una comunicazione in materia al richiedente che se entro 30 giorni lavorativi presenta la garanzia evita la decadenza del preventivo. In caso contrario il preventivo decade e il gestore riscuote le fideiussioni già presentate o non restituisce le garanzie già versate. (art 33)

Dal punto di vista della capacità della rete utile a capire se un'area o una linea è critica il gestore individua per la rete in BT o MT:

- Con il colore giallo le aree asservite dalle cabine primarie in situazione di normale esercizio ovvero con $Pimm > 0{,}5\ Pcmin$
- Con il colore arancione le aree asservite dalle cabine primarie in situazione di normale esercizio per cui $Pimm > Pcmin$
- Con il colore rosso le aree asservite da cabine primarie in situazione di normale esercizio per cui $Pimm - Pcmin > 0{,}9\ Pn$. Queste ultime aree sono definite critiche
- Con il colore bianco le altre aree

Dove:

- *area* è una provincia o un insieme di comuni o un territorio comunale o una sua parte
- Pc_{min} è la potenza di carico minima, definita come la potenza di carico dell'area nel quarto d'ora in corrispondenza del picco minimo regionale;
- *Pn* è la somma delle potenze nominali di tutti i trasformatori AT/MT installati nelle cabine primarie cui l'area è sottesa;
- P_{imm} è la somma delle potenze in immissione richieste, corrispondenti ai preventivi inviati ai richiedenti. (art 4)

Condizioni per connessioni in AT o AAT

A seguito della richiesta di una nuova connessione il gestore di rete verifica se la potenza in immissione richiesta potrà avere impatti negativi sulla rete elettrica dopo di che trasmette al richiedente un preventivo contenete:

- la STMG per la connessione
- il corrispettivo per la connessione evidenziando le singole voci che lo compongono e indicando le modalità e le tempistiche di pagamento accettate
- nel caso di impianti cogenerativi o ibridi che soddisfano rispettivamente i requisiti dalla deliberazione n. 42/02 e le condizioni di cui all'articolo 8, comma 6, del decreto legislativo n. 387/03 i corrispettivi per la connessione vengono calcolati in modo diverso
- l'elenco degli adempimenti necessari ai fini dell'autorizzazione dell'impianto per la connessione e degli eventuali interventi sulla rete esistente che si rendano strettamente necessari
- il termine previsto per la realizzazione definito dalle MCC
- un codice che identifichi univocamente la pratica di connessione (codice di rintracciabilità) unito al nominativo e al recapito telefonico e di posta elettronica di un responsabile del gestore di rete a cui fare riferimento. Tale responsabile sarà poi quello che parteciperà al procedimento unico,se necessario all'interno dell'iter autorizzativi dell'impianto produttivo a FER in esame
- il codice POD da utilizzarsi per la gestione e la trasmissione dei dati tecnici
- una specifica tecnica in cui vengano indicate le modalità con le quali eseguire le opere di competenza del richiedente
- le responsabilità inerenti il servizio di misura dell'energia elettrica prodotta, immessa e prelevata e quali criteri (in termini di posizionamento, accessibilità e caratteristiche) il richiedente debba rispettare nella scelta e nell'installazione delle apparecchiature di misura, nel caso in cui il medesimo ne abbia la responsabilità
- i costi e le modalità di avvalimento del gestore di rete per lo svolgimento delle attività di misura,nei casi in cui la responsabilità sia in capo al richiedente
- la modulistica che il richiedente deve utilizzare all'atto dell'accettazione del preventivo

- le attività che dovranno essere effettuate in parallelo alla connessione con particolare attenzione alla sottoscrizione dei contratti di trasporto e dispacciamento in prelievo e in immissione,alla registrazione in GAUDÌ dell'impianto di produzione e delle relative UP e alle comunicazioni da inoltrare ai diversi responsabili al fine di poter concludere l'iter effettuando l'entrata in esercizio commerciale dell'impianto.

Il tempo per la messa a disposizione del preventivo,le altre tempistiche ritenute utili e il periodo di validità sono indicate dal gestore di rete nelle proprie MCC.

Se il richiedente intende accettare il preventivo, invia al gestore di rete, entro la scadenza del preventivo stesso una comunicazione di accettazione del preventivo, corredata da:

- la documentazione attestante il pagamento di quanto previsto all'atto di accettazione
- L'eventuale decisione di avvalersi del gestore di rete per il servizio di misura dell'energia elettrica prodotta nel caso in cui, i prelievi fatti vengano utilizzati unicamente per tale produzione e la potenza installata sia inferiore a 20 kW. Può inoltre comunicare la decisione di avvalersi del gestore di rete per l'installazione e la manutenzione del misuratore dell'energia elettrica immessa e prelevata, nel rispetto di quanto previsto dal Testo Integrato Trasporto.

Il preventivo una volta accettato potrà esser modificato solo se tali modifiche non comportano variazioni alle soluzioni tecniche adottate come ad esempio nel caso in cui ci si riferisca all'evoluzione del sistema elettrico. (art 19)

La STMG proposta dal gestore al richiedente comprende:

- la descrizione dell'impianto di rete per la connessione corrispondente ad una delle soluzioni tecniche convenzionali possibili
- l'individuazione delle parti che possono essere progettate e realizzate a cura del richiedente
- la descrizione degli eventuali interventi sulle reti elettriche esistenti che si rendano strettamente necessari al fine del soddisfacimento della richiesta di connessione
- Le modalità di esercizio nel periodo necessario alla realizzazione delle modifiche alla rete esistente

- i dati necessari per la predisposizione in funzione delle particolari caratteristiche delle aree interessate dalla connessione della documentazione da allegare alle richieste di autorizzazione per le amministrazioni competenti,elaborata a partire dalla STMG
- un documento che indichi i tempi per la realizzazione della connessione e delle modifiche alla rete esistente al netto dei tempi necessari all'ottenimento delle relative autorizzazioni
- i costi medi degli interventi relativi alle soluzioni tecniche convenzionali scelte per la realizzazione delle opere dette al punto precedente

I gestori di rete hanno facoltà di realizzare soluzioni tecniche per la connessione diverse dalle soluzioni tecniche minime a patto che gli eventuali costi aggiuntivi vengano coperti dal gestore stesso.

Nel caso in cui la nuova connessione sia utilizzata da più utenti in comune i costi di connessione verranno ripartiti fra i vari utenti in base alle potenze in immissione.

Il gestore di rete, nell'ambito della STMG, può prevedere che il richiedente metta a disposizione del medesimo gestore spazi ulteriori rispetto a quelli strettamente necessari alla realizzazione dell'impianto di rete per la connessione. Tali spazi saranno ceduti a titolo gratuito se correlabili ad esigenze di successivi sviluppi dell'impianto elettrico del richiedente o a fronte una remunerazione fissata tramite accordi tra le parti assunti sulla base di principi di trasparenza e non discriminazione se necessari allo sviluppo della rete elettrica. (art 20).

Dal punto di vista degli iter autorizzativi relativi all'impianto di produzione o a quello di connessione vi sarà la possibilità di avere una gestione diretta da parte del richiedente il quale redigerà le documentazioni necessarie con l'ausilio del gestore.

Se quest'ultimo fornisce solamente le documentazioni necessarie non avrà diritto ad alcuna remunerazione aggiuntiva. Se invece è il gestore ad elaborare il tutto avrà diritto ad una remunerazione determinata sulla base di principi trasparenti e non discriminatori ritrovabili direttamente all'interno del MCC.

Il richiedente che decide di portare avanti autonomamente l'iter autorizzativi dovrà dare notizia dell'avvenuta attivazione delle procedure necessarie (ad esempio quelle relative al procedimento unico) al gestore tramite atto sostitutivo di notorietà entro 120 o 180 giorni lavorativi, a seconda che la connessione sia in AT o AAT, dalla data di accettazione del preventivo.

Inoltre, nel caso in cui l'iter autorizzativi non riguardi l'impianto di produzione bensì l'impianto di connessione, le documentazioni prima di esser presentate dovranno esser validate dal gestore. Il tempo necessario alla validazione non viene conteggiato all'interno delle scadenze prima citate. Nel caso in cui i suddetti 120 o 180 giorni non vengano rispettati il gestore sollecita il richiedente all'invio di quanto previsto in un tempo non superiore ai 30 successivi giorni lavorativi. In caso di ulteriore inadempimento il preventivo decade.

Il richiedente avviati gli iter autorizzativi comunicherà con cadenza almeno semestrale al gestore lo stato di avanzamento e l'avvenuta conclusione degli oneri a suo carico.

All'atto dell'avvenuta conclusione, se positiva, oltre a tale comunicazione il richiedente invia al gestore l'attestazione dell'avvenuta registrazione all'interno di GAUDI' effettuata da Terna.

A questo punto, pagato il corrispettivo di connessione, il gestore elaborerà la STMD con le modalità indicate all'interno del MCC.

Nel caso in cui l'esito sia negativo il richiedente allega alla comunicazione dell'esito del procedimento l'intento di ritirare il tutto o riproporre una nuova domanda. Il tutto viene fatto entro 45 giorni lavorativi dalla data di ricezione dell'esito. Nei successivi 45 giorni lavorativi il gestore attuerà le decisioni prese dal richiedente restituendo eventualmente quanto pagato all'atto di accettazione del preventivo maggiorato con gli interessi maturati in caso di rinuncia al preventivo.

In modo analogo si procede se l'iter autorizzativi è portato avanti dal gestore. Questo riguarda soprattutto interventi necessari sulla rete esistente.

Entro 90 o 120 giorni lavorativi a seconda che la connessione sia in AT o AAT il gestore,con atto sostitutivo di notorietà,comunica l'attivazione del procedimento al richiedente aggiornandolo con cadenza almeno semestrale sul suo stato di avanzamento e sull'esito ottenuto.

Il richiedente all'atto di accettazione del preventivo può comunque decidere di portare avanti autonomamente tutto ciò. In questo caso entro 45 giorni lavorativi dalla data di accettazione del preventivo il gestore di rete fornisce,senza alcun onere aggiuntivo,tutta la documentazione necessaria. Se invece è il gestore a predisporre quanto necessario al procedimento autorizzativo il richiedente dovrà corrispondere al gestore stesso una somma di denaro individuata tramite condizioni trasparenti e non discriminati riportate all'interno del MCC. Il tutto prima di esser presentato dovrà esser validato dal gestore di rete vista la sua importanza.

Tali opere vanno infatti ad interessare la rete esistente quindi devono esser rispettati determinati standard di sicurezza.

Se l'iter portato avanti dal gestore ha avuto esito negativo,entro 45 giorni lavorativi dalla ricezione dell'esito,ne fa comunicazione al richiedente chiedendo inoltre se dovrà riproporre una nuova domanda o se dovrà annullare tutto. Il richiedente dovrà rispondere nei successivi 45 giorni. In caso di annullamento del procedimento il richiedente rimborserà la cifra pagata all'atto di accettazione del preventivo aumentata degli interessi maturati.

Allo stesso modo, se l'impianto di connessione non viene realizzato entro i termini previsti dall'iter autorizzativi, il preventivo perde di efficacia e decade. (art 21).

Ottenute tutte le autorizzazioni necessarie il gestore elaborerà la STMD. Tale soluzione dovrà contenere almeno:

- l'elenco delle fasi di progettazione esecutiva, della tempistica e dei responsabili degli interventi relativi all'impianto di connessione e sulla rete elettrica esistente
- i costi medi corrispondenti alla soluzione tecnica convenzionale degli interventi di relativi all'impianto di rete per la connessione limitatamente al medesimo livello di tensione a cui viene erogato il servizio di connessione e agli eventuali interventi sulla rete elettrica esistente che si rendano strettamente necessari per la connessione, ad esclusione degli interventi relativi alla rete di trasmissione nazionale. Tali costi non comprendono quelli relativi ad eventuali opere di bonifica dei terreni interessati dalle opere stesse.

I costi della soluzione tecnica convenzionale non potranno discostarsi in aumento di più del 20% dei costi individuati dalla STMG fatta eccezione per i costi indotti dalle modifiche della STMG derivanti da condizioni imposte in esito alle procedure autorizzative.

I gestori di rete hanno poi la facoltà di realizzare soluzioni tecniche per la connessione diverse dalle soluzioni tecniche minime a patto che gli eventuali costi aggiuntivi vengano pagati dal gestore stesso. (art 22)

Il periodo di validità della STMD, il tempo per la realizzazione della connessione e le altre tempistiche ritenute utili sono indicate dal gestore di rete nelle proprie MCC in modo che siano univocamente individuabili e verificabili.

Durante i lavori di realizzazione dell'impianto di produzione, il richiedente provvede, con cadenza almeno trimestrale, ad aggiornare al gestore di rete sullo stato di avanzamento dei lavori modificando, se necessario, la data prevista per la conclusione

dei lavori. Una volta terminati informerà di ciò il gestore aggiungendo tutte le altre documentazioni previste dal MCC. Provvede inoltre ad aggiornare il sistema GAUDI' evidenziando la terminazione dei lavori. Il tutto viene eseguito con dichiarazione sostitutiva di atto di notorietà.

Sarà invece il gestore ad informare il richiedente sul completamento dei lavori per la connessione indicando tutti gli adempimenti che il richiedente dovrà soddisfare al fine dell'entrata in servizio della connessione stessa. Allo stesso tempo il gestore segnala a Terna tramite il GAUDI' il completamento dell'impianto di connessione.

A questo punto il gestore di rete predispone il regolamento di esercizio,lo invia al richiedente che una volta sottoscritto lo rinvia al gestore che a sua volta lo segnala sul GAUDI'.

Per permettere poi alla connessione di poter entrare in servizio il richiedente deve:

- aver sottoscritto il regolamento di esercizio
- aver ottenuto l'abilitazione commerciale delle UP (unità produttive) sul GAUDÌ
- aver sottoscritto un contratto per la fornitura dell'energia elettrica prelevata.

Entro 2 giorni lavorativi dall'attivazione della connessione, il gestore di rete provvede a confermare l'entrata in esercizio dell'impianto su GAUDÌ.

A seguito dell'attivazione della connessione, il richiedente acquisisce il diritto ad immettere e/o prelevare energia elettrica nella/dalla rete cui l'impianto è connesso nei limiti della potenza in immissione e della potenza in prelievo.

L'erogazione del servizio di connessione è inoltre regolamentato dal contratto di connessione dove troveremo le condizioni per la gestione dell'impianto di rete per la connessione,l'interoperabilità tra il medesimo e l'impianto elettrico che si connette ivi incluso il regolamento di esercizio e la gestione dei rapporti fra richiedente e gestore.

Qualora, durante l'esercizio dell'impianto di produzione, il gestore di rete rilevi sistematiche immissioni (eccedenze di immissione verificatesi almeno due mesi all'anno) di energia elettrica eccedenti la potenza in immissione richiesta, il gestore di rete, se tecnicamente possibile, modifica il valore della potenza in immissione richiesta e ricalcola il corrispettivo per la connessione applicando il triplo della differenza tra il corrispettivo per la connessione ricalcolato e il corrispettivo per la connessione determinato nel preventivo. Provvede inoltre a modificare il contratto di connessione il quale regolamenta l'esercizio della connessione. (art 23)

Sotto il punto di vista della potenza in immissione Terna e le imprese distributrici che dispongono almeno di una cabina primaria, entro il 30 giugno 2011, definiscono e pubblicano sui propri siti internet degli atlanti relativi alle reti in alta e altissima tensione e alle cabine primarie AT/MT per fornire indicazioni qualitative aggiornate sulle di capacità di rete.

In particolare:

- Tenuto conto dei preventivi accettati e dei possibili nuovi impianti che verranno realizzati nell'immediato futuro propone all'Autorità i criteri per individuare le linee in AAT critiche ovvero prossime al limite della capacità di trasporto.
- Per la rete in AT predispone invece i criteri per individuare le aree critiche ovvero con linee prossime al limite della capacità di trasmissione o le linee critiche ovvero linee al di fuori delle suddette aree prossime al limite massimo della capacità di trasporto tenendo, come in precedenza,in considerazione i preventivi accettati e le previsioni sulle future installazioni (art 4)

Per tali aree critiche gestori di rete possono prevedere l'attivazione dell'*open season* di ampiezza semestrale. Nei casi in cui venga attivata l'open season le tempistiche previste dal gestore di rete in relazione alla messa a disposizione del preventivo decorrono dal giorno lavorativo successivo a quello di chiusura dell'*open season.*

I gestori di rete che intendono attivare l'*open season* ne danno informativa sui propri siti internet con almeno un mese di anticipo, specificando almeno la data di inizio e la data di conclusione dell'*open season*. L'anticipo di un mese nell'informativa non è necessario qualora, a seguito della chiusura dell'*open season* precedente, la medesima area risulti ancora critica. (art 24)

Presentata la richiesta per l'ottenimento della STMD il richiedente versa al gestore di rete un corrispettivo a copertura delle attività svolte al fine elaborare la STMD.

Tale corrispettivo, per impianti a fonte non rinnovabile, è pari alla somma tra:

- 2.500 euro
- il prodotto tra 0,5 euro/kW e la potenza ai fini della connessione, fino a un massimo di 50.000 euro

Accettata la STMD, il richiedente versa al gestore, in entità pari a quella prevista in questa fase, il corrispettivo per la connessione.

Tale corrispettivo è pari ai costi relativi alle soluzioni tecniche convenzionali per la realizzazione delle opere relative all'impianto per la connessione e alle modifiche sulla rete. (art 25)

Il corrispettivo per la STMD nel caso di IAFR è ridotto del 50% così come il limite massimo dei 50.000 euro.

Per tali impianti il corrispettivo per la connessione è pari al prodotto tra:

- il maggior valore tra zero e la differenza tra i costi relativi alla soluzione tecnica convenzionale per opere sulla rete e il parametro-soglia di cui alla tabella 1 allegata al presente provvedimento e
- il rapporto tra la potenza ai fini della connessione e la potenza massima di esercizio dell'impianto di rete per la connessione.(potenza massima dell'intera infrastruttura per la connessione operante nelle normali condizioni di esercizio indipendentemente dal reale grado di utilizzo di tale infrastruttura dagli impianti produttivi).

I costi relativi agli interventi su rete esistente non vengono mai attribuiti ai richiedenti le connessioni di impianti alimentati da fonti rinnovabili.

Nel caso di centrali ibride che rispettano le condizioni di cui all'articolo 8, comma 6, del decreto legislativo n. 387/03, si applicano i medesimi corrispettivi previsti per le fonti rinnovabili.

Proprio nel caso di centrali ibride il richiedente trasmette al gestore di rete, oltre che al GSE:

- all'atto della richiesta di connessione, una dichiarazione sostitutiva di atto di notorietà recante l'eventuale attestazione del rispetto, o meno, delle condizioni di cui all'articolo 8, comma 6, del decreto legislativo n. 387/03 sulla base dei dati di progetto
- annualmente, fino al terzo anno solare incluso successivo all'anno di entrata in esercizio, una dichiarazione sostitutiva di atto di notorietà recante l'eventuale attestazione del rispetto, o meno, delle condizioni dette al punto precedente in base ai dati di esercizio

Per ogni anno in cui non siano soddisfatte tali condizioni di il richiedente verserà al gestore di rete:

- il 30% della differenza tra il corrispettivo per la STMD per impianti non rinnovabili e il corrispettivo per la stessa riferita a IAFR
- il 30% della differenza tra il corrispettivo per la connessione di impianti non rinnovabili e quello relativo a IAFR

I gestori di rete versano tali corrispettivi nel Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili che andranno a coprire i minori ricavi relativi agli IAFR. (art 26).

Per gli impianti che operano in cogenerazione che soddisfano i requisiti previsti dalla deliberazione 42/02 il corrispettivo per la STMD è pari a quello per impianti a fonte non rinnovabile ridotto del 20%. Anche il limite dei 50.000 euro è ridotto del 20%.

Il corrispettivo per la connessione di questa tipologia di impianto è invece pari al prodotto tra:

- i costi relativi alla soluzione tecnica convenzionale dei lavori sulla rete e
- il rapporto tra la potenza ai fini della connessione e la potenza massima di esercizio dell'impianto di rete per la connessione, definita precedentemente.

I costi relativi agli interventi su rete esistente non vengono mai attribuiti ai richiedenti le connessioni di impianti cogenerativi che soddisfano i requisiti previsti dalla deliberazione n. 42/02.

Per tali impianti il richiedente trasmette al gestore di rete, oltre che al GSE:

- all'atto della richiesta di connessione, una dichiarazione analoga a quella di cui all'articolo 4, commi 4.1 e 4.2, della deliberazione n. 42/02 sulla base dei dati di progetto dell'impianto o delle sezioni che lo costituiscono;
- annualmente, per il primo periodo di esercizio, come definito all'articolo 1, comma 1.1, dell'Allegato A alla deliberazione n. 111/06, e per i successivi 3 anni solari, le dichiarazioni rilasciate ai sensi dell'articolo 4, commi 4.1 e 4.2, della deliberazione n. 42/02 sulla base dei dati di esercizio a consuntivo delle sezioni che lo costituiscono.

Per il primo periodo di esercizio e per ciascuno dei successivi 3 anni solari, qualora, per almeno una sezione, non siano soddisfatti i suddetti requisiti il richiedente verserà al gestore:

- il 30% della differenza tra il corrispettivo per la STMD per impianti a fonte non rinnovabile e il corrispettivo relativo ad impianti cogenerativi
- il 30% della differenza tra il corrispettivo di connessione per impianti non rinnovabili e quello per impianti cogenerativi

I gestori di rete versano tali corrispettivi nel Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili che andranno a coprire i minori ricavi relativi agli IAFR. (art 27).

Qualora la messa a disposizione del preventivo per la connessione o della STMD non avvenga nel tempo indicato dal gestore di rete nelle MCC quest'ultimo, salvo cause di forza maggiore o cause imputabili al richiedente o a terzi, è tenuto a corrispondere al richiedente un indennizzo automatico pari a 20 euro/giorno per ogni giorno lavorativo di ritardo.

Allo stesso modo in caso di superamento dei tempi di realizzazione dell'impianto per la connessione e degli eventuali interventi sulle reti elettriche esistenti, il gestore versa al richiedente un importo pari al prodotto tra il corrispettivo per la connessione e:

- il rapporto tra il numero di giorni lavorativi corrispondenti al ritardo accumulato e il numero di giorni lavorativi corrispondenti al citato tempo di realizzazione nel caso in cui detto rapporto sia minore o uguale a 0,1
- il valore di tale rapporto maggiorato di 0,075 se il risultato delle stesso rapporto è maggiore di 0,1 e minore o uguale a 0,5
- 0,2 nel caso in cui tale rapporto risulti maggiore di 0,5

A fronte della segnalazione, da parte del richiedente, di superamento di 60 giorni lavorativi di ritardo nella messa a disposizione del preventivo,della STMD o per la realizzazione della connessione, l'Autorità può avviare le procedure sostitutive presenti in materia. (art 28)

Nello svolgimento delle attività relative all'erogazione del servizio di connessione, il gestore di rete esamina prioritariamente le richieste di connessione per IAFR e cogenerativi che soddisfano i requisiti previsti dalla deliberazione n. 42/02. (art 29).

Nel caso di impianti di IAFR e cogenerativi che soddisfano i suddetti requisiti il gestore di rete, previa istanza presentata dal richiedente all'atto di accettazione del preventivo,può consentire la realizzazione in proprio degli impianti di connessione e delle opere sulla rete esistente.

Nel primo caso le opere riguarderanno normalmente la realizzazione di linee elettriche o punti di consegna. Nel secondo caso invece,riguardando opere sulla rete esistente,dovranno esser realizzate tenendo conto di esigenze di sicurezza e di continuità di alimentazione.

Per permettere ciò il gestore di rete, entro tempistiche definite nelle proprie MCC, invia al richiedente gli standard realizzativi individuati del gestore stesso.

Le tempistiche di realizzazione, gli oneri da pagare e le responsabilità delle realizzazioni vengono inserite all'interno del contratto di connessione elaborato dal gestore ed accettato dal richiedente.

Ai fini della sottoscrizione del contratto è necessario che il richiedente abbia inviato al gestore di rete l'attestazione di avvenuta registrazione dell'anagrafica impianto all'interno di GAUDÌ rilasciata da Terna.

Anche se le opere vengono realizzate dal richiedente, il gestore di rete elabora comunque la STMD la quale deve essere assunta come soluzione di riferimento al fine della progettazione e della realizzazione delle opere previste.
Accettata la STMD, il richiedente invia al gestore di rete il progetto esecutivo degli impianti da realizzare al fine di ottenere dal gestore di rete il parere di rispondenza ai requisiti tecnici.
Contestualmente invia la documentazione attestante il pagamento degli oneri di collaudo.
Solo dopo l'ottenimento del parere positivo sulla rispondenza del progetto ai requisiti tecnici il richiedente avvia i lavori e una volta terminati comunicherà ciò al gestore unendo la documentazione necessaria per il collaudo, l'esercizio e la gestione dei relativi tratti di rete.
Il gestore di rete, entro tempistiche definite nelle proprie MCC, effettua il collaudo per la messa in esercizio degli impianti. I costi inerenti il collaudo sono a carico del richiedente anche in caso di esito negativo.
A questo punto il gestore prende in consegna gli impianti e dà la disponibilità all'attivazione della connessione. Infine segnala a Terna, per il tramite di GAUDÌ, il completamento dell'impianto per la connessione.
Quando le opere relative all'impianto per la connessione vengono realizzate in proprio dal richiedente il gestore restituisce la parte del corrispettivo eventualmente già versato, maggiorato degli interessi legali. Versa inoltre un corrispettivo pari alla differenza, se positiva, tra il costo relativo alle opere realizzate dal richiedente, come individuato nella STMD (impianti per la connessione e opere sulla rete) e il corrispettivo per la connessione variabile in funzione della tipologia di impianto.
Le condizioni di pagamento sono definite nelle MCC e prevedono tempistiche non superiori a 5 anni dalla definizione della STMD. In caso di ritardo, si applicano gli interessi legali. (art 30)
Ulteriore obbligo per il richiedente riguarda la data di inizio dei lavori di realizzazione dell'impianto di produzione. Per richieste di connessione in AT o AAT tale termine non deve superare i 18 mesi dalla data di accettazione del preventivo fermo restando la possibilità di ottenere proroghe in caso di ritardi dovuti alla mancanza delle conclusioni sugli iter autorizzativi o per cause di forza maggiore.
Entro comunque tali 18 mesi il richiedente dovrà informare il gestore su eventuali ritardi indotti dalle cause dette precedentemente.

Allo stesso modo,s e non si verificano problematiche, comunicherà al gestore l'inizio dei lavori. In entrambi i casi la comunicazione viene fatta con dichiarazione sostitutiva di atto di notorietà.

Se entro i previsti 18 mesi i lavori non iniziano il richiedente comunicherà, con cadenza di almeno 120 giorni, l'avanzamento dell'iter per la connessione indicando:

- il codice che identifica univocamente la pratica di connessione (codice di rintracciabilità) comunicato dal gestore di rete nel preventivo
- la causa del mancato inizio dei lavori per la realizzazione dell'impianto di produzione
- il tipo di procedimento autorizzativo a cui è soggetto l'impianto nel caso in cui sia la causa del ritardo nell'inizio dei lavori

Anche in questo caso il mezzo utilizzato per le comunicazioni è a dichiarazione sostitutiva di atto di notorietà.

Qualora la dichiarazione di ritardo dell'inizio dei lavori non venga inviata al gestore di rete entro le tempistiche il gestore di rete sollecita il richiedente che entro 30 giorni lavorativi dalla data di ricevimento della comunicazione invia al medesimo la dichiarazione sostitutiva di atto di notorietà che attesti l'impossibilità di iniziare i lavori.

Il contenuto di tali dichiarazioni non può comunque essere riferito a eventi avvenuti in data successiva a quella entro cui era tenuto ad inviare la dichiarazione pena la decadenza del preventivo. (art 31)

Il richiedente, qualora sia diverso da un cliente finale domestico e nel caso di impianti di produzione che dovranno essere connessi ad una linea critica o in un'area critica, all'atto dell'accettazione del preventivo, rende disponibile al gestore di rete una garanzia, sottoforma di deposito cauzionale o di fideiussione bancaria, di importo pari al prodotto tra la potenza ai fini della connessione e il seguente valore unitario: 20.250 €/MW nei casi di connessioni alle reti in alta e altissima tensione.

La condizione di area critica o di linea critica deve essere verificata in corrispondenza della data di ricevimento, da parte del gestore di rete, della richiesta di connessione il quale evidenzia, nel preventivo, la necessità di presentare la garanzia all'atto dell'accettazione.

Allo stesso modo il richiedente, qualora diverso da un cliente finale domestico, nel caso in cui non siano ancora ultimati i lavori di realizzazione dell'impianto di produzione e nel caso in cui l'area o linea su cui dovrà essere connesso sia critica, entro 20 giorni lavorativi dal termine di ogni anno dalla data di accettazione del preventivo, rende

disponibile al gestore di rete una garanzia di importo pari a quello individuato precedentemente.
La condizione di area critica o di linea critica deve essere verificata ogni 12 mesi dalla data di accettazione del preventivo.
Il trattamento di tale garanzia sia che riguardi un deposito cauzionale sia una fideiussione bancaria è lo stesso di quello indicato nella parte relativa alla trattazione di connessioni in MT/BT. (art 32 e 33).
Viene riportato infine il parametro soglia utile per il calcolo dei corrispettivi di connessione:

Parametri per la determinazione della soglia per le rinnovabili	
Connessioni in alta e altissima tensione	
Plc (parametro per linea in cavo)	100.000 €/km (fino a un massimo di 1 km)
Pla (parametro per linea aerea)	40.000 €/km (fino a un massimo di 1 km)

Trattamento delle connessioni fatte prima del 1 gennaio 2011

Le modifiche apportate al TICA dalla delibera Arg/elt 125/10 hanno portato alla realizzazione di un sistema atto ad evitare l'occupazione virtuale della rete. Nell'ultimo periodo si è infatti verificato un fenomeno caratterizzato dalla elevata richiesta di connessioni non susseguite poi dalla reale realizzazione dell'impianto. La rete veniva quindi occupata in modo virtuale rendendola critica anche se in realtà poteva non esserlo ostacolando nuove richieste di connessione. Questo unito alla già reale criticità di alcune reti rendeva difficoltosa la realizzazione di nuove connessioni. Se la reale criticità della rete poteva esser risolta con investimenti atti ad eseguire manutenzione o nuove realizzazioni,quella virtuale doveva esser evitata con altri sistemi.
I tentativi di scoraggiare tale fenomeno già intrapresi nel 2008,ovvero 2 anni prima dell'emanazione di questa delibera,erano infatti andati pressoché vani. Tali misure riguardavano la decadenza del preventivo nel caso in cui i lavori di realizzazione dell'impianto non fossero iniziati entro 6, 12 o 18 mesi,in base al fatto che la connessione fosse in BT,MT o AT/AAT,dalla data di accettazione del preventivo.

Per questo motivo è stata introdotta la necessità,nel caso in cui la connessione sia localizzata in aree critiche,di presentare una garanzia bancaria o deposito cauzionale a favore del gestore di rete come già indicato nella trattazione riguardante la realizzazione delle connessioni.

Vista l'urgenza dell'intervento l'Autorità ha esteso la necessità di depositare tali garanzie o cauzioni anche per le connessioni già in corso in modo tale da cercare di combattere il più possibile il fenomeno della saturazione virtuale della rete. Le modalità di presentazione della garanzia vengono descritte nella tabella sottostante.

CASISTICA	**DATA ENTRO LA QUALE PRESENTARE LA GARANZIA AI GESTORI DI RETE E DALLA QAULE PARTONO I CONTEGGI DEGLI INTERVALLI ANNUALI PER LE SUCCESSIVE GARANZIE**
Richiesta di connessione inviata al gestore entro il 7 agosto 2010,preventivo già accettato e data di invio della prima comunicazione ai sensi dell'articolo 31 comma 1 e 2 del TICA successiva al 15 novembre ma non successiva al 7 agosto 2011	Data di invio della prima comunicazione utile ai sensi dell'articolo 31 comma 1 e 2 del TICA
Richiesta di connessione inviata al gestore entro il 7 agosto 2010,preventivo già accettato e data di invio della prima comunicazione ai sensi dell'articolo 31 comma 1 e 2 del TICA successiva al 7 agosto 2011	7 agosto 2011
Richiesta di connessione inviata al gestore entro il 7 agosto 2010,preventivo già accettato e assenza di comunicazioni utili ai sensi dell'articolo 31 comma 1 e 2 del TICA	7 agosto 2011
Richiesta di connessione inviata al gestore entro il 7 agosto 2010,preventivo accettato in data successiva al 7 agosto 2011	Data di accettazione del preventivo

CASISTICA	DATA ENTRO LA QUALE PRESENTARE LA GARANZIA AI GESTORI DI RETE E DALLA QAULE PARTONO I CONTEGGI DEGLI INTERVALLI ANNUALI PER LE SUCCESSIVE GARANZIE
Richiesta di connessione inviata al gestore entro il 7 agosto 2010 e prima della pubblicazione da parte del Gestore delle aree critiche e delle linee critiche e la comunicazione al richiedente della presenza di aree o linee critiche avviene nel preventivo	Data di accettazione del preventivo
Richiesta di connessione inviata al gestore entro il 7 agosto 2010 e prima della pubblicazione da parte del Gestore delle aree critiche e delle linee critiche e la comunicazione al richiedente della presenza di aree o linee critiche non avviene nel preventivo	entro 45 giorni lavorativi dalla data di ricevimento da parte del richiedente dal gestore di rete della verifica delle condizioni di area o linea critica
Richiesta di connessione inviata al gestore di rete a partire dalla data di pubblicazione,da parte del gestore delle aree e delle linee critiche	entro 45 giorni lavorativi dalla data di ricevimento da parte del richiedente dal gestore di rete della verifica delle condizioni di area o linea critica

Documentazioni di riferimento

Oltre all'allegato A relativo alla delibera 99/08 modificata e aggiornata al 1 gennaio 2011 sono di particolare importanza per la realizzazione della connessione le seguenti documentazioni:

- Guida alle connessioni ad Enel distribuzione del dicembre 2010
- Delibera ARG/elt 33/08 relativa alle condizioni tecniche per la realizzazione di connessioni con tensione superiore a 1 kV
- Allegato A della delibera ARG/elt 33/08 relativa alla normativa CEI 0-16 denominata "regola tecnica di riferimento per la connessione di utenti attivi e passivi alla rete in MT o AT delle imprese distributrici di energia elettrica"
- Allegato B della delibera ARG/elt 33/08 denominato "criteri applicativi della tecnica di connessione alle reti di distribuzione dell'energia elettrica con tensione superire a 1 kV"

Incentivazione FER

Lo sviluppo delle FER utile a raggiungere gli obiettivi presi in materia energetico-ambientale,passa senza dubbio dalla presenza di incentivazioni con le quali spingere sulla realizzazione di nuovi impianti sia per autoconsumo che per vendita dell'energia.
Il GSE (gestore dei servizi elettrici) ha senza dubbio un ruolo centrale in tutto ciò essendo l'ente attuatore delle incentivazioni della produzione di energia da FER. Tali incentivazioni prevedono:

- rilascio di certificati verdi
- tariffe omnicomprensive (solo per impianti di potenza inferiore a 1 MW)
- scambio sul posto

Le incentivazioni possono variare sia in base alla taglia dell'impianto sia in base alla tipologia di risorsa utilizzata. Prendendo per esempio in considerazione gli impianti fotovoltaici questi usufrusicono di incentivazioni diverse. Prima di tutto,tranne che in particolari casi,non accedono all'erogazione né dei certificati verdi né alla tariffa omnicomprensiva. L'incentivazione del fotovoltaico è infatti sancita dal DM 19/02/2007 denominato "Criteri e modalità per incentivare la produzione di energia elettrica mediante conversione fotovoltaica della fonte solare,in attuazione dell'art. 7 del dlgs 387 del 2003".

Scambio sul posto

Lo scambio sul posto è un servizio opzionale gestito dal GSE attivabile su richiesta da un qualsiasi soggetto che rispetti determinate condizioni.
La prima condizione da rispettare è la presenza contestuale di impianti di produzione e di consumo sottesi ad un unico punto di connessione.
Dal punto di vista dell'impianto produttivo,una delle caratteristiche necessarie riguarda la potenza installata la quale dovrà rispettare i seguenti vincoli:

- impianto a FER con potenza inferiore a 20 kW
- impianti cogenerativi ad alto rendimento con potenza fino a 200 kW
- impianti alimentati a FER con potenza inferiore a 200 kW entrati in servizio dopo il 31 dicembre 2007
- centrali ibride entro i limiti di potenza sopraindicati in cui la produzione annua imputabile a fonti non rinnovabili non superi il 5%

Chi si avvale dello scambio sul posto usufruisce di un notevole vantaggio in quanto ovvia al problema relativo alla non contemporaneità fra produzione e consumi.
Utilizzerà infatti la rete come serbatoio di accumulo dove depositare l'energia prodotta per i successivi utilizzi. Si parla quindi di immagazzinamento virtuale dell'energia prodotta ma non contestualmente consumata. In questo modo l'energia consumata in regime di scambio sul posto può esser considerata non prelevata dalla rete. Di conseguenza il soggetto che se ne avvale è esentato da tutti gli oneri relativi al prelievo di energia elettrica. Questa è quindi una prima incentivazione alla realizzazione di impianti di microgenerazione alimentati a FER utili a coprire i normali consumi di energia elettrica.
Inoltre,chi usufruisce di questo servizio, si vede ristornare dal GSE i costi per l'utilizzo della rete in termini di trasporto, dispacciamento e di oneri generali di sistema (solo per IAFR).
E' quindi una procedura vantaggiosa soprattutto se la valorizzazione dell'energia elettrica immessa in rete copre o meglio ancora supera gli oneri per l'energia prelevata.
Per attivare il regime di scambio sul posto l'utente interessato dovrà accedere al sito internet del GSE e seguire le indicazioni presenti.
C'è inoltre la possibilità di sommare al regime di scambio sul posto altre tipologie di incentivazione come ad esempio quelle relative al conto energia.
La gestione dei rapporti fra l'utente che vuole avvalersi dello scambio sul posto e il GSE è regolamentata dalla delibera ARG/elt 74/08 e dal testo integrato delle modalità e delle condizioni tecnico economiche per lo scambio sul posto denominato TISP contenuto nel relativo allegato A,modificato ed integrato dalla delibera ARG/elt 186/09

Allegato A

Per accedere allo scambio sul posto viene stipulata una convenzione fra utente e GSE il quale ricopre gli adempimenti relativi all'energia immessa in rete ma non quelli relativi all'energia prelevata la quale continua ad esser gestita secondo la regolamentazione vigente. La convenzione stipulata ha durata annuale ed è tacitamente rinnovabile.
Nell'eventualità che l'utente dello scambio decida di cambiare l'impresa di vendita da cui acquistare l'energia elettrica dovrà comunicare tale cambiamento al GSE e alo stesso tempo dovrà informare l'impresa di vendita della presenza della convenzione relativa allo scambio sul posto.

Lo stesso utente deve inoltre indicare se intende optare per una gestione a credito per gli anni successivi oppure per la liquidazione delle eventuali eccedenze fra l' energia elettrica prelevata e quella immessa in rete (art 3).

L'utente dello scambio deve inoltre comunicare al GSE:

- nel caso di centrali ibride, entro il 31 marzo di ogni anno la tipologia di tutti i combustibili consumati nel corso dell'anno precedente
- nel caso di impianti di cogenerazione ad alto rendimento,entro la stessa data,i dati relativi alla verifica del rispetto delle condizioni relative a tali impianti secondo quanto previsto dall'art 4 della deliberazione 42/04
- la possibilità di accedere all'impianto per eventuali verifiche

E'inoltre fondamentale, per la gestione del servizio di scambio,che l'impresa di vendita comunichi al GSE entro il 31 marzo di ogni anno l'onere sostenuto dal soggetto dello scambio per l'acquisto di energia elettrica inclusi gli oneri per il trasporto e il dispacciamento (Opr) al netto delle imposte. (art 4).

Allo stesso tempo anche il GSE dovrà svolgere tutti i compiti che risultano fondamentali alla gestione del servizio. Si occuperà quindi di:

- permettere l'immissione in rete dell'energia elettrica prodotta
- Associare all'energia prodotta un controvalore Cei pari al prodotto della quantità dell'energia immessa e il prezzo zonale orario
- Calcolare per ogni utente l'onere sostenuto per il trasporto e il dispacciamento dell'energia prelevata Cus calcolato sommando i corrispettivi previsti dal Testo integrato del trasporto e dalla deliberazione 111/06. In tale somma si escludono la componente MCT (onere per il finanziamento di misure di compensazione territoriale e per lo smaltimento di centrali nucleari) ma si considerano le componenti tariffarie A (oneri spesi per l'interesse generale relativi al sistema elettrico come costi di ricerca o incentivazione) e UC (ulteriori costi del sistema elettrico come ad esempio quelli relativi alla perequazione ovvero oneri per garantire il funzionamento del sistema tariffario basato sulla corrispondenza dei prezzi con i costi medi del servizio)
- Sottraendo all'Opr gli oneri associati al trasporto e dispacciamento del punto precedente compresa di componenti fisse (se presenti) e della componente MCT si andrà a calcolare l'onere della sola energia acquistata Oe

- Calcolare il contributo in conto scambio Cs pari alla somma del minor valore fra Cei e Oe e il prodotto di Cus per l'energia scambiata (valore minimo relativo ad un anno solare della quota di energia immessa e di quella prelevata)

Nel caso in cui Oe sia inferiore a Cei tale differenza viene riportata a credito per gli anni solari successivi ovvero sommato al Cei degli anni solari successivi in cui tale valore è inferiore a Oe, nei limiti del valore di quest'ultimo oppure riscosso se la scelta optata per la gestione delle eccedenze produttive è quella della liquidazione. (art 5).

La regolamentazione economica da parte del GSE avviene a conguaglio su base annuale a seguito delle informazioni ricevute da parte dell'utente dello scambio e dell'impresa di vendita. L'utente paga invece al GSE un contributo annuale per la copertura delle spese amministrative pari a :

- 15 euro/anno per gli impianti di potenza fino a 3 kW
- 30 euro/anno per gli impianti di potenza superiore a 3 kW ma inferiore a 20 kW
- 450 euro/anno per gli impianti di potenza superiore a 20 kW (art 6)

Normalmente il GSE effettua controlli al fine di verificare la veridicità delle informazioni trasmesse e il rispetto,nel caso di impianti cogenerativi ad alto rendimento,della delibera 42/02 sulla base di dati a consuntivo relativi all'esercizio dell'anno precedente.

Ogni situazione anomala viene segnalata all'Autorità la quale adotterà i relativi provvedimenti. (art 7).

Per capire meglio come avviene la determinazione del contributo in conto scambio CS e la regolamentazione economica fra GSE e utente introduciamo alcuni schemi.

Determinazione del CS:

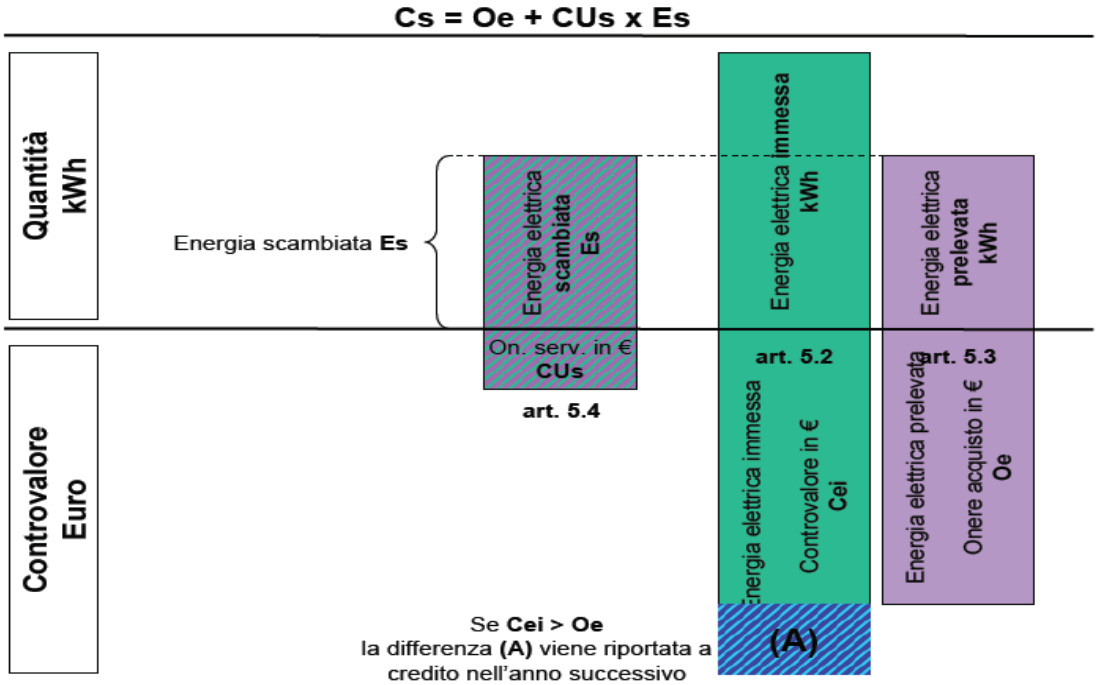
Il contributo conto scambio CS è dato dalla sommatoria della quota energia e della quota servizi come indicato dalla seguente relazione:

$$C_S = \underbrace{\min\left[O_E ; C_{EI}\right]}_{\text{"Quota energia"}} + \underbrace{C_{US} \times E_S}_{\text{"Quota servizi"}}$$

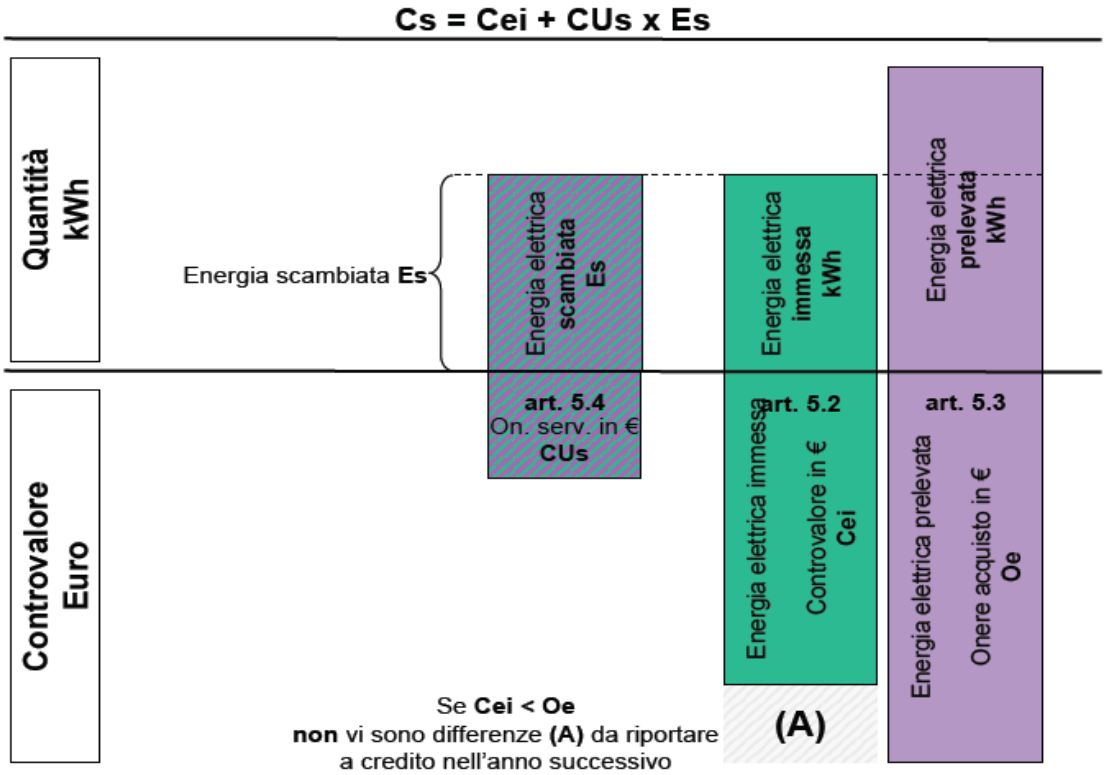
Con la quota energia si restituisce all'utente delle scambio (USSP) al più quanto sostenuto come onere in prelievo della sola componente energia Oe. L'eventuale eccedenza relativa al maggior valore dell'energia immessa rispetto a quella prelevata viene trattata come già indicato precedentemente (va a credito o viene riscossa).

La quota servizi permette invece di restituire quanto sostenuto,relativamente all'energia scambiata,per l'utilizzo della rete. Nei successivi quattro casi si dà una rappresentazione schematica del calcolo di CS.

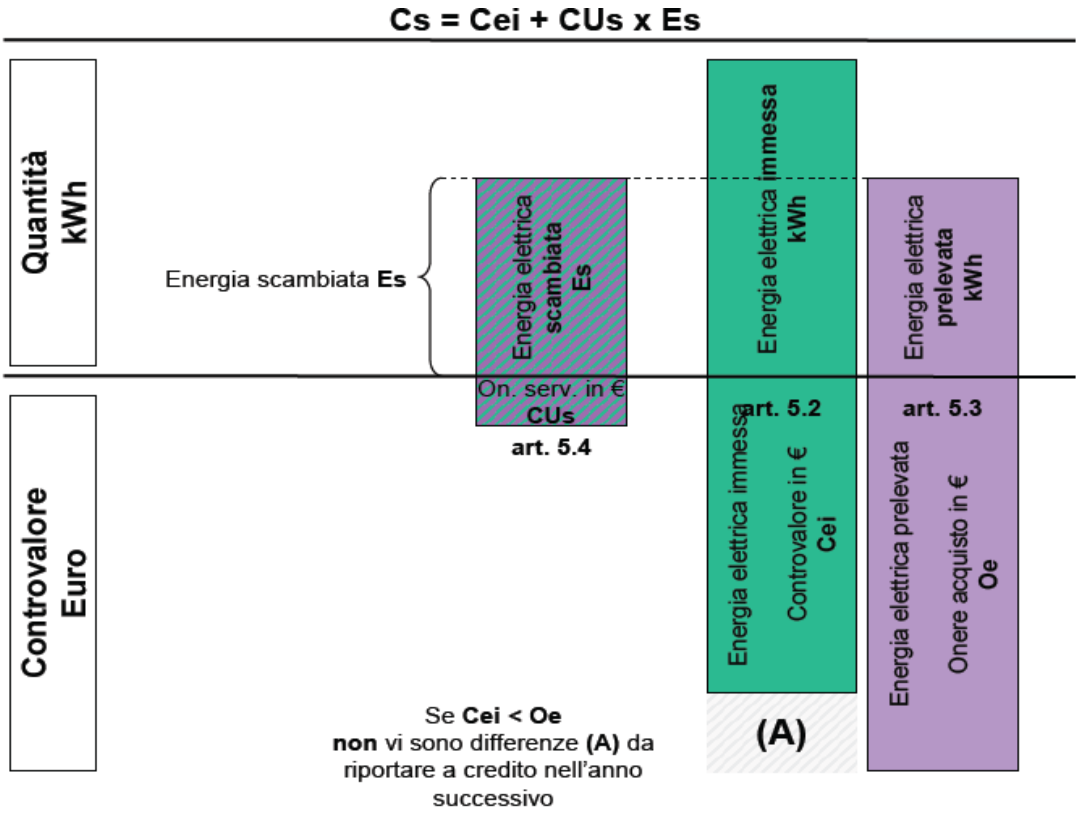
Caso 1: la quantità dell'energia elettrica immessa in rete è maggiore di quella prelevata. Il controvalore dell'energia immessa è superiore all'onere di acquisto.



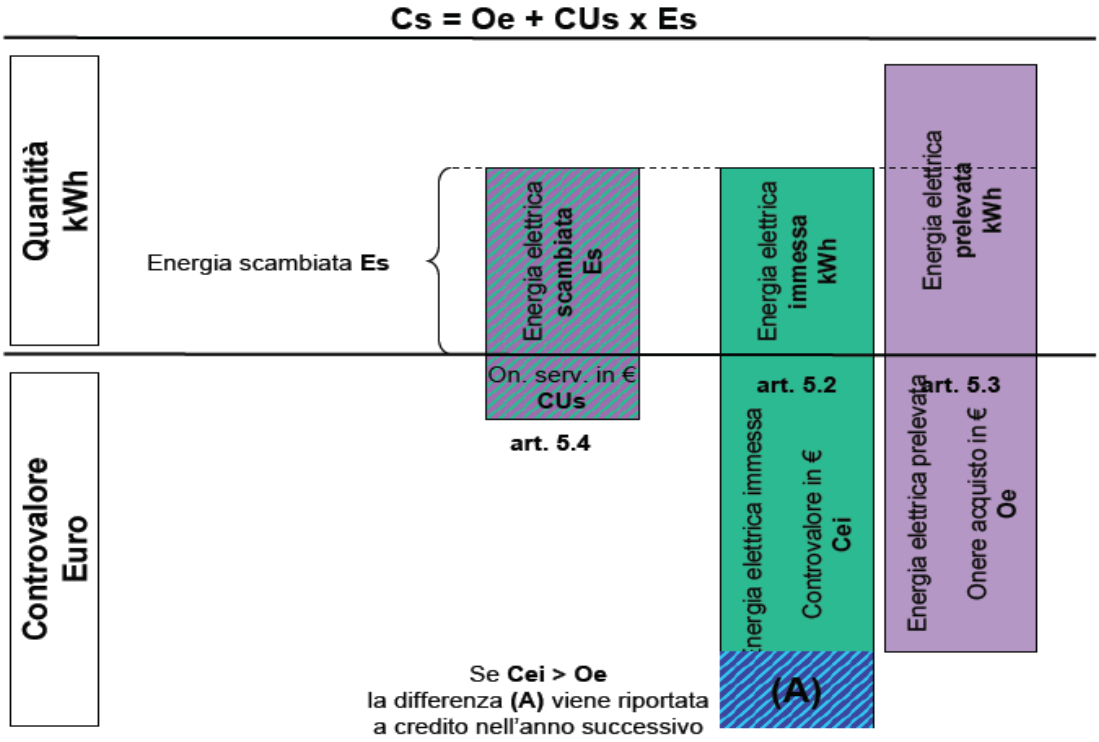
Caso 2: la quantità dell'energia elettrica immessa in rete è minore di quella prelevata. Il controvalore dell'energia immessa è inferiore all'onere di acquisto.



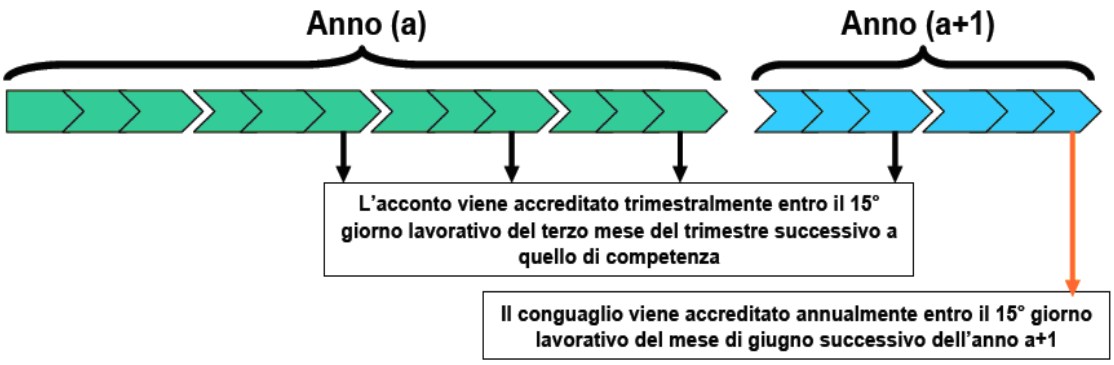
Caso 3: la quantità dell'energia elettrica immessa in rete è maggiore di quella prelevata .Il controvalore dell'energia immessa è inferiore all'onere di acquisto.



Caso 4: la quantità dell'energia elettrica immessa in rete è minore di quella prelevata. Il controvalore dell'energia immessa è superiore all'onere di acquisto.



Il CS verrà calcolato trimestralmente in acconto e corrisposto quando supera i 100 euro. Viene poi calcolato su base annuale e corrisposto in conguaglio per il CS maturato in corso d'anno. Il tutto è spiegato in modo semplice dal seguente schema:



Tariffa omnicomprensiva

Una ulteriore tipologia di incentivazione di alcune FER è la tariffa omnicomprensiva la quale permette di ottenere una remunerazione costante (a meno di variazioni della tariffa) per un tempo pari a 15 anni dall'entrata in servizio dell'impianto.

Questa tipologia di incentivazione non può esser applicata però al fotovoltaico per il quale esistono tecniche di incentivazione riservate.

Si applica quindi a:

- Impianti eolici di potenza compresa fra 1 kW e 200 kW
- Tutte le altre tipologie di IAFR escluso il solare con potenza inferiore a 1 MW

In entrambi i casi deve esser presenta la condizione secondo la quale l'IAFR sia entrato in servizio dopo il 31 dicembre 2007.

La scelta fra l'opzione dell'incentivazione introdotta con i CV e quella relativa alla tariffa omnicomprensiva viene fatta all'atto della richiesta fatta al GSE della qualifica di IAFR.

E' comunque consentito, prima della naturale scadenza dell'incentivazione, un passaggio da una tipologia all'atra. In questo caso alla normale scadenza della tipologia di incentivazione scelta viene sottratto il tempo durante il quale l'impianto ha già usufruito di una diversa incentivazione.

La tariffa omnicomprensiva come dice la parola stessa comprende sia la remunerazione dell'energia elettrica immessa in rete sia la sua incentivazione.

I valori relativi a tale tariffa sono riportati all'interno della finanziaria 2008, successivamente modificati dalla legge 99/09 come sotto riportato:

N°	FONTE	TARIFFA (€cent/kWh)
1	Eolica per impianti di taglia inferiore a 200 kW	30
3	Geotermica	20
4	Moto ondoso e maremotrice	34
5	Idraulica diversa da quella del punto precedente	22
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) n. 73/2009 del Consiglio, del 19 gennaio 2009	28
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) n. 73/2009 del Consiglio, del 19 gennaio 2009	18

Terminati i 15 anni di validità della tariffa l'energia viene remunerata come indicato dall'art 13 del dlgs 387/03.

I produttori che decidono di accedere alla tariffa omnicomprensiva devono presentare una domanda al GSE attraverso il suo portale informatico. E' indispensabile per accedervi aver ottenuto la qualifica di IAFR. Solo dopo aver ottenuto tale qualifica infatti il GSE può ammettere l'impianto alla tariffa omnicomprensiva attivando la relativa convenzione per la cessione dell'energia prodotta.

Chi accede a questo tipo di incentivazione rinuncia ad altre tipologie di incentivazione compresa quella relativa allo scambio sul posto. Chi usufruisce dello scambio sul posto può comunque, previa il riconoscimento della qualifica di IAFR, passare al regime della tariffa omnicomprensiva. Tale passaggio è consentito, come nel caso dei certificati verdi, una sola volta e ai 15 anni di durata della tariffa omnicomprensiva viene sottratta la durata delle altre tipologie di incentivazione.

Altre normative inerenti la tariffa omnicomprensiva sono:

- Art 16 DM 18 dicembre 2008 e relativi allegati
- Allegato A in materia di incentivazione dell'energia elettrica prodotta da FER tramite la tariffa omnicomprensiva

Le due normative sopracitate sono state realizzate in recepimento di quanto introdotto dalla finanziaria 2008 (legge 244/07)in materia di FER.

Certificati verdi

Questa tipologia di incentivazione nasce con l'introduzione del dlgs 79/99 il quale sancisce l'obbligo da parte di produttori o importatori di energia elettrica derivata da fonti convenzionali di immettere in rete un determinato quantitativo di energia elettrica da FER e risulta esser, nei limiti previsti, alternativa alla tariffa omnicomprensiva.

Dal 2002 infatti per gli impianti entrati in servizio prima del 1 aprile 1999 con produzione annua superiore ai 100 GWh/anno hanno l'obbligo di immettere in rete il 2% dell'eccedenza della produzione rispetto alla soglia indicata. Tale valore viene inoltre incrementato dello 0,35% ogni anno. Dal 2007 ad 2012 tale incremento viene innalzato dello 0,75% così che al 2012 si raggiunga un valore pari al 7.55% grazie al dlgs 387/2003. Le successive soglie verranno poi definite successivamente.

Per adempiere a tale obbligo le possibilità sono due:produrre in proprio l'energia da immettere in rete o acquistare da altri la produzione sottoforma di CV.

Per poter richiedere al GSE i CV c'è prima la necessità di ottenere, sempre dal GSE, la qualifica di IAFR. Le modalità di richiesta dei CV possono esser:

- A consuntivo ovvero in base alla reale produzione riferita all'anno precedente
- A preventivo ovvero in base alla producibilità attesa

La richiesta di emissione di CV a consuntivo viene assolta da GSE entro 30 giorni dalla data di ricezione della richiesta effettuando un arrotondamento sull'entità della produzione al MWh.

L'emissione a preventivo dovrà esser coperta dal gestore dell'impianto il quale tramite copia di dichiarazione presentata all'ufficio tecnico di Finanza UFT o tramite dichiarazione sostitutiva di atto di notorietà darà prova al GSE della reale entità della produzione.

In entrambi i casi la remunerazione ottenuta con la vendita dei CV si somma a quella relativa alla vendita dell'energia elettrica fungendo così da incentivazione allo sviluppo delle FER stesse.

A decorrere dal 30 giugno 2009 l'emissione di CV a preventivo è subordinata alla presentazione di garanzie s favore del GSE sottoforma di energia da FER prodotta da altri impianti in cui la titolarità è del medesimo soggetto oppure tramite garanzie bancarie (fideiussioni).

Nel caso di mancata produzione rispetto al quantitativo relativo ai CV emessi il GSE può optare per varie opzioni:

- Recuperare la produzione mancante dagli altri IAFR del medesimo soggetto
- Recuperare la produzione mancante dalla produzione dello stesso impianto relativa all'anno successivo
- Recupero della produzione mancata dalle fideiussioni bancarie

Se invece la produzione supera quella preventivata il GSE emetterà ulteriori CV a copertura dell'eccedenza di produzione.

Alla prima emissione di CV da parte del GSE viene attivato a favore del produttore il conto proprietà utile per il deposito dei CV stessi.

L'emissione di CV, sia a consuntivo che preventivo, può esser attivata per gli IAFR entrati in servizio dopo il 31 dicembre 2007 di potenza nominale superiore a 1 MW (0,2 MW per gli impianti eolici) escluso il solare.

Il calcolo dell'entità dei CV emessi viene eseguito moltiplicando la produzione reale o presunta per un coefficiente moltiplicativo variabile da fonte a fonte introdotto dalla legge finanziaria 2008 e modificato dalla legge 99/2009.

Il tutto è riassunto nella tabella sottostante:

N°	FONTE	COEFFICIENTE
1	Eolica per impianti di taglia superiore a 200 kW	1,00
1-bis	Eolica offshore	1,50
3	Geotermica	0,90
4	Moto ondoso e maremotrice	1,80
5	Idraulica diversa da quella del punto precedente	1,00
6	Rifiuti biodegradabili, biomasse diverse da quelle di cui al punto successivo	1,30
7	Biomasse e biogas prodotti da attività agricola, allevamento e forestale da filiera corta	1,80
8	Gas di discarica e gas residuati dai processi di depurazione e biogas diversi da quelli del punto precedente	0,80

Anche per l'eolico con potenza inferiore a 200 kW il coefficiente moltiplicativo è unitario.

I CV vengono emessi, ai fini dei riconoscimenti previsti dal Decreto Bersani, per:

- 8 anni per impianti alimentati da rifiuti non biodegradabili, qualificati ed entrati in esercizio entro il 31 dicembre 2006 e impianti di cogenerazione abbinata a teleriscaldamento alimentati da fonte non rinnovabile;

- 12 anni in base all'art. 267 comma 4 lettera D del D.lgs. 152/06, per tutti gli impianti alimentati da fonti rinnovabili, entrati in esercizio dal 1-4-99 al 31-12-07;
- 15 anni per gli impianti alimentati da fonti rinnovabili entrati in esercizio dal 2008;

Sono riconosciuti ulteriori 4 anni al 60% agli impianti alimentati da biomasse da filiera entrati in funzione prima del 2008 o da rifiuti non biodegradabili entrati in esercizio tra febbraio 2004 e dicembre 2006.

Dal punto di vista della commercializzazione dei CV il 2008 è stato un anno cruciale caratterizzato da forti cambiamenti.

La prima novità è stata quella di poter vendere i CV in scadenza (la durata dei CV è 3 anni dopo di che scadono) al GSE ad un prezzo pari alla media di vendita dei CV stessi sul mercato (sia con contratti bilaterali che in borsa) nell'anno precedente.

La seconda novità è stata ancor più importante. Per cercare infatti di arginare la caduta del prezzo dei CV sceso ormai o circa 60 euro/MWh il GSE ha deciso,come introdotto dal DM 18 dicembre 2008, di acquistare i CV ad un prezzo fissato in base alla media dei prezzi di vendita del triennio precedente sul mercato (sia contatti bilaterali che borsa).

Nel 2009 il GSE ha quindi ritirato i CV degli anni 2006, 2007 e 2008 pagati ad un prezzo pari a 98 euro/MWh.

Nel 2011 verranno invece ritirati CV ad un prezzo pari alla media del triennio precedente (2008-2010) quantificato in 87,38 euro/MWh.

.L'obiettivo di arginare la caduta dei prezzi dei CV sul mercato è stato senza dubbio raggiunto anche se non sono state poche le conseguenze negative, come ad esempio la distorsione del mercato. Può verificarsi infatti che il GSE paghi ai produttori i CV più del prezzo con il quale li mette in vendita. Prezzo individuato dalla differenza tra 180 euro/MWh e il prezzo medio di vendita dell'energia elettrica dell'anno considerato. Nel 2008 ad esempio il GSE ha pagato i CV 98 euro/MWh riuscendo a venderli a solo 88.66 euro/MWh. Tutto ciò provoca una forte distorsione del sistema. I CV non verranno più venduti sul relativo mercato a meno che il prezzo non si aggiri in prossimità di quello garantito dal GSE. Nello stesso tempo i compratori non avranno interesse ad acquistare i CV sul mercato se sanno di poterli reperire dal GSE a prezzo inferiore.

Il tutto ha inoltre avuto ripercussioni sull'utente in quanto il GSE recupererà la differenza fra il prezzo di acquisto e di vendita dei CV con la componente A3 della bolletta (remunerazione delle FER).
Tale problema sembra essersi attenuato negli anni successivi grazie ad una riduzione del costo medio dell'energia elettrica passato rispettivamente a 67,18 euro/MWh e 66,90 euro/MWh per gli anni 2009 e 2010.
Rimane comunque il problema di capire come avverrà la cessione dei CV dopo il 2011 anno nel quale il ritiro da parte del GSE scadrà.
Bisognerà quindi vedere se il prezzo verrà fornito nuovamente dal mercato o se il legislatore interverrà nuovamente sovrapponendosi al normale mercato.
Con l'attuazione della direttiva CE 28/09 il CV dal 2013 spariranno lasciando spazio ad una incentivazione simile al conto energia.
Il periodo di transizione dal 2011 al 2013 vedrà il ritiro dei CV da parte del GSE ad un prezzo inferiore del 22% rispetto a quello calcolato con la differenza fra 180 euro/MWh e il prezzo medio di cessione dell'energia elettrica definito dall'AEEG.

Incentivazione successiva al 31 dicembre 2012

L'attuazione della direttiva CE 28/09 ha introdotto importanti modifiche al futuro sistema di incentivazione della produzione di energia elettrica da FER. Dal 31 dicembre 2012 infatti si affiancherà al sistema dei CV una incentivazione simile al conto energia per il solare che garantirà una tariffa per gli impianti di produzione sotto i 5 MW. Tale limite non varrà per gli impianti a biomassa, biogas, bioliquidi sostenibili e per le centrali ibride.
Il criterio fondamentale con i quale si determina la tariffa incentivante sarà la taglia e la fonte utilizzata in modo tale da incentivare in modo uniforme i vari costi di investimento.
Per biomasse, biogas e bioliquidi sostenibili gli incentivi promuovono prioritariamente l'utilizzo di tali fonti derivate da scarti di lavorazione agricola, zootecnica e forestali per l'alimentazione di impianti di mini o microcogenerazione adibiti alle relative aziende. L'incentivo per queste fonti è composto da un termine correlato ai costi di investimento ed uno ai costi delle materie prime facendo attenzione ad utilizzare in modo prioritario le biomasse legnose trattate per via meccanica nella generazione di calore, i bioliquidi sostenibili nei trasporti e il biometano per l'immissione nella rete del gas naturale.

Gli impianti di potenza superiore ad un valore variabile in base alla fonte utilizzata ma comunque non inferiore ai 5 MW vengono incentivati al termine di aste al ribasso gestite dal GSE.
GSE che garantisce comunque una soglia minima al valore dell'incentivazione.
Entro la fine del 2013 il sistema di remunerazione associato ai CV verrà quindi eliminato. Di conseguenza anche l'obbligo di immettere in rete una data percentuale di energia prodotta da FER per gli impianti convenzionali o per le importazioni sparirà (dopo il 2015).

Terzo conto energia

Questa tipologia di incentivazione è riservata alla produzione di energia elettrica tramite il solare fotovoltaico. Dopo il primo e il secondo conto energia oggi siamo arrivati al terzo conto energia il quale non è stato accolto con il benestare né delle industrie né della piccola e media imprenditoria. Ha infatti sancito una forte riduzione delle incentivazioni rispetto a quelle della precedente versione con tagli che hanno raggiunto anche il 20%.
Bisogna però precisare che con il passare degli anni, sia grazie alla riduzione dei costi dei materiali sia grazie all'avanzata tecnologica, i costi per la realizzazione di un impianto fotovoltaico si sono ridotti rispetto al passato.
Di conseguenza era inevitabile una riduzione delle incentivazioni previste. Secondo i legislatori infatti è ancora piuttosto elevata la convenienza nell'investire in questa fonte.
Il nuovo conto energia è stato introdotto con il DM 6 agosto 2010 entrato in vigore dal primo gennaio 2011 attuato con la delibera ARG/elt 181/10 il cui allegato A è stato integrato e modificato dalla delibera ARG/elt 225/10.
Rispetto al secondo conto energia in cui gli impianti erano suddivisi in integrati, parzialmente integrati e non integrati il terzo introduce le seguenti categorie di impianto:

- Impianti a terra
- Impianti su serre o pensiline
- Impianti su edifici
- Impianti a concentrazione
- Impianti innovativi integrati

Introduce inoltre un tetto relativo alla potenza totale installata per quanto riguarda la possibilità di richiedere incentivi pari a :

- 3000 MW per impianti tradizionali cioè su edifici, a terra, su pensiline o serre
- 200 MW per gli impianti integrati con caratteristiche innovative
- 150 MW per gli impianti a concentrazione

In caso del raggiungimento di tale soglia il GSE pubblica ciò sul proprio sito internet. Da quel punto possono usufruir dell'incentivazione solo gli impianti che entreranno in servizio entro 14 mesi da tale pubblicazione.

Introduce inoltre l'obiettivo di 8000 MW di potenza installata per la fonte fotovoltaica entro il 2020.

Possono usufruire degli incentivi le persone fisiche, giuridiche, i soggetti pubblici e i condomini di unità immobiliari o di edifici. Per poter usufruire degli incentivi l'impianto deve esser entrato in servizio dopo il 31 dicembre 2010 ed inoltre deve avere i seguenti requisiti:

- Potenza minima di 1 kW
- Conformità dei componenti alle norme tecniche (in particolare, i pannelli FV devono essere certificati secondo le norme CEI EN 61215 se si tratta di moduli in silicio cristallino, CEI EN 61646 se a film sottile)
- Realizzati con componenti di nuova costruzione o comunque non già impiegati in altri impianti
- Collegati alla rete elettrica o a piccole reti isolate, in modo che ogni singolo impianto fotovoltaico sia caratterizzato da un unico punto di connessione alla rete non condiviso con altri impianti fotovoltaici

Questa tipologia di incentivazione non può però esser applicata se sono già state richieste o ottenute detrazioni fiscali. Allo stesso modo non può usufruirne chi ha già usufruito delle precedenti versioni del conto energia.

Le nuove tariffe sono invece cumulabili con contributi pubblici finalizzati alla realizzazione dell'impianto come:

- contributi in conto capitale in misura non superiore al 30% del costo di investimento per impianti fotovoltaici realizzati su edifici aventi potenza nominale non superiore a 3 kW
- contributi in conto capitale in misura non superiore al 30% del costo di investimento per impianti fotovoltaici integrati con caratteristiche innovative o a concentrazione

- contributi in conto capitale fino al 60% del costo di investimento per impianti fotovoltaici realizzati su scuole, strutture sanitarie o sedi amministrative di enti locali
- contributi in conto capitale in misura non superiore al 30% del costo di investimento per impianti realizzati su aree oggetto di bonifica o ubicati all'interno di siti contaminati ai sensi del dlgs 152 del 2006 purchè il soggetto titolare dell'impianto si faccia carico anche delle opere di bonifica
- finanziamenti a tasso agevolato erogati in attuazione del'art 1 comma 1111 della legge 27 dicembre 2006 n 296
- fondi di garanzia e di rotazione istituiti da regioni o province autonome

Per poter accedere all'incentivazione il soggetto richiedente deve presentare apposita domanda al GSE,entro 90 giorni dall'entrata in servizio dell'impianto,contenete tutte le documentazioni descritte nell'allegato 3 del DM 6 agosto 2010. Eventuali ritardi fanno sì che il periodo di incentivazione venga ridotto di un quantitativo pari al tempo intercorso fra l'entrata in servizio dell'impianto e la data di presentazione della domanda.

La documentazione ad inserire insieme alla domanda di concessione dell'incentivazione comprende:

- scheda tecnica finale dell'impianto
- elenco dei moduli fotovoltaici e dei convertitori (ad esempio inverter)
- 5 fotografie che con diverse inquadrature danno una visione completa dell'impianto, dei suoi particolari e del quadro d'insieme in cui si inserisce
- Schema elettrico contenete: numero delle stringhe e dei moduli per stringa, numero di inverter e modalità di connessione delle loro uscite, eventuali dispositivi di protezione esterni all'inverter sia lato CC che CA, contatori per la quantificazione dell'energia prodotta/immessa e consumata/prelevata, presenza di gruppi elettrogeni UPS o altri sistemi dia accumulo e descrizione del punto di collegamento alla rete con i relativi sistemi di protezione e manovra
- Copia della documentazione con la quale il GSE ha comunicato al soggetto responsabile il codice POD
- Copia dei verbali di attivazione della connessione e dei contatori di misura dell'energia prodotta

- Per gli impianti superiori a 20 kW copia del Verbale di Verifica di Primo Impianto rilasciata dall' UTF oppure se l'impianto cede tutta la produzione in rete, copia della comunicazione fatta all'UTF sulle caratteristiche dell'impianto
- Per impianti superiori a 6 kW, una relazione che descriva i criteri progettuali e le caratteristiche dell'impianto e un disegno planimetrico atto a descrivere la diposizione dell'impianto, dei tracciati elettrici e delle apparecchiature

Per ridurre i tempi fra la presentazione della domanda e la gestione della pratica da parte del GSE il tutto viene eseguito per via telematica secondo le modalità indicate nel medesimo allegato 3 del DM 6 agosto 2010.

Entro i successivi 120 dalla data di presentazione della domanda il GSE assicura, se le documentazioni presentate sono complete ed esatte, la relativa tariffa di incentivazione.

Eventuali spostamenti dell'impianto da un sito all'altro comportano la decadenza dell'incentivazione così come eventuali modifiche alla sua configurazione non possono comportare incrementi della tariffa incentivante.

L'eventuale cessione dell'impianto o dell'edificio su cui è ubicato l'impianto deve esser comunicata entro 30 giorni dalla data di registrazione dell'atto di vendita.

Eventuali fermo impianto per cause connesse alla sicurezza della rete elettrica o per eventi calamitosi riconosciuti come tali dal GSE vengono detratti dal tempo totale di incentivazione.

Questa tipologia di incentivazione inoltre può esser abbinata, per gli impianti di potenza non superiore a 200 kW, allo scambio sul posto usufruendo così di tutti i vantaggi che questo servizio comporta.

Molto utile all'ottenimento dell'incentivazione introdotta dal conto energia è la guida redatta in materia dal GSE in cui i oltre agli aspetti relativi all'incentivazione si trovano informazioni sulle modalità di posizionamento dei pannelli, sulle modalità di pagamento, sulle condizioni di vendita dell'energia, sulle possibilità di cumulo con altre incentivazioni e molte altre indicazioni utili.

Adesso non rimane che andare a descrivere questa tipologia di incentivazione per le varie classi di impianto introdotte dalla seguente normativa.

Impianti a terra

Vengono considerati impianti a terra quelli posti fissi sul terreno ad un'altezza minima non superiore a 2 m o montati su strutture ad inseguimento ad 1 o 2 assi fissate al terreno.

Le tariffe applicate variano ogni 4 mesi nel 2011 dopo di che, a partire dall'ultima tariffa del 2011 vengono ridotte del 6% nel 2012 e di in ulteriore 6% nel 2013. Gli impianti entrati in esercizio dopo questa data verranno incentivati con tariffe introdotte da appositi decreti legge.

Nella tabella successiva si da una descrizione delle tariffe applicate :

Intervallo di potenza (in kW_p)	*Entrata in esercizio 1° gen. - 30 apr. 2011*	*Entrata in esercizio 1° mag. - 31 ago. 2011*	*Entrata in esercizio 1° set. - 31 dic. 2011*
1<P<3	0,362	0,347	0,333
3<P<20	0,339	0,322	0,304
20<P<200	0,321	0,309	0,285
200<P<1000	0,314	0,303	0,266
1000<P<5000	0,313	0,289	0,264
P>5000	0,297	0,275	0,251

Le tariffe dal 2011 al 2013 possono inoltre esser incrementate, con arrotondamento alla terza cifra decimale, usufruendo di premi aggiuntivi come:

- incrementi del 5% per gli impianti fotovoltaici *non* realizzati su edifici, qualora i medesimi impianti siano ubicati in zone classificate dal pertinente strumento urbanistico, alla data di entrata in vigore del Nuovo Conto Energia, come industriali, commerciali, cave o discariche esaurite, area di pertinenza di discariche o di siti contaminati
- incrementi del 20% per gli impianti con "profilo di scambio prevedibile" (cioè impianti di taglia compresa fra 200 kW e 10 MW con immissione dell'energia programmata su base oraria), relativamente all'energia prodotta in ciascun giorno in cui lo scambio di energia con la rete rispetta un programma orario nelle ore comprese tra le 8:00 e le 20:00 comunicato il giorno prima dal soggetto responsabile al GSE con un margine di errore del 10% in ciascun giorno. Tale incentivo è erogato previa verifica su base annuale del profilo comunicato con quello reale

Impianti su serre o pensiline

Per serre si intendono strutture nelle quali i moduli fotovoltaici costituiscono gli elementi costruttivi della copertura o delle pareti adibite per tutta la durata dell'incentivazione a serre dedicate a coltivazioni agricole o florovivaistiche.

La struttura di appoggio può esser realizzata in legno o ferro ma in ogni caso deve esser ancorata al terreno. Può prevedere eventuali chiusure rimovibili stagionalmente.

Per pensiline si intendono invece strutture di copertura di parcheggi o percorsi pedonali. Usufruiscono di questa tipologia di incentivazione anche impianti su tettoie (coperture esterne a edifici formate da spioventi che poggiano sul muro degli edifici stessi) o pergole (strutture atte a sorreggere verde rampicante su terrazzi, cortili o giardini con una ridotta superficie in pianta).

La tabella successiva indica il valore pecuniario dato a questa incentivazione.

Intervallo di potenza (in kW_p)	*Entrata in esercizio 1° gen. - 30 apr. 2011*	*Entrata in esercizio 1° mag. - 31 ago. 2011*	*Entrata in esercizio 1° set. - 31 dic. 2011*
1<P<3	0,382	0,369	0,356
3<P<20	0,358	0,341	0,323
20<P<200	0,339	0,325	0,304
200<P<1000	0,334	0,319	0,290
1000<P<5000	0,332	0,308	0,283
P>5000	0,315	0,293	0,269

Anche in questo caso, dopo l'ultimo quadrimestre del 2011, la tariffa verrà ridotta del 6% rispetto a quella dell'anno precedente sia nel 2012 che nel 2013. Dopo il 2013 un apposito decreto dovrebbe introdurre la nuova tariffa di incentivazione. In caso contrario si continua ancora con la riduzione annua del 6% fino al termine dell'incentivazione.

Gli eventuali premi aggiuntivi vengono erogati con le stesse modalità indicate descritte precedentemente per gli impianti a terra.

Impianti su edifici

Possono accedere a questa incentivazione tutti gli impianti realizzati su edifici con le seguenti caratteristiche di posizionamento:

Moduli fotovoltaici installati...	*Modalità di posizionamento*
Su tetti piani oppure inclinati con pendenze <5°	L'altezza dei moduli rispetto al piano del tetto non deve superare i 30 cm, ma se è presente una balaustra perimetrale la quota massima dei moduli, riferita al loro asse mediano, non deve superare l'altezza minima della balaustra.
Su tetti a falda	I moduli devono essere installati in modo complanare alla superficie del tetto con o senza sostituzione della medesima superficie.
Su altri tipi di tetti	I moduli devono essere installati in modo complanare al piano (o ai piani) tangente del tetto con una tolleranza di +/-10°.
In qualità di frangisole	I moduli sono collegati alla facciata al fine di produrre ombreggiamento e schermatura di superfici trasparenti.

Tali caratteristiche sono riprese dall'allegato A della linea guida al terzo conto energia redatta dal GSE.

Ancora una volta la tariffa del 2011 è suddivisa in quadrimestri mentre per i successivi anni si considera la tariffa dell'anno precedente (o dell'ultimo quadrimestre del 2011 se considero la tariffa per il 2012) decurtata del 6%.

I valori della tariffa per l'anno 2011 sono indicati nella seguente tabella:

Intervallo di potenza (in kW_p)	*Entrata in esercizio 1° gen. - 30 apr. 2011*	*Entrata in esercizio 1° mag. - 31 ago. 2011*	*Entrata in esercizio 1° set. - 31 dic. 2011*
1<P<3	0,402	0,391	0,380
3<P<20	0,377	0,360	0,342
20<P<200	0,358	0,341	0,323
200<P<1000	0,355	0,335	0,314
1000<P<5000	0,351	0,327	0,302
P>5000	0,333	0,311	0,287

Esiste poi la possibilità di incrementare tali tariffe nei casi in cui:

- l' impianto sia realizzato su edifici operanti in regime di scambio sul posto, realizzati da Comuni con popolazione inferiore a 5000 abitanti sulla base dell'ultimo censimento Istat effettuato prima della data di entrata in esercizio dei medesimi impianti, dei quali i predetti Comuni siano soggetti responsabili. In questi casi l'incremento della tariffa è pari al 5%.
- L'impianto sia realizzato su edifici installati in sostituzione di coperture in eternit o comunque contenenti amianto. In questo caso l'incremento è del 10%
- L'impianto abbia un "profilo di scambio prevedibile" (cioè impianti di taglia compresa fra 200 kW e 10 MW con immissione dell'energia programmata su base oraria), relativamente all'energia prodotta in ciascun giorno in cui lo scambio di energia con la rete rispetta un programma orario nelle ore comprese tra le 8:00 e le 20:00, comunicato il giorno prima dal soggetto responsabile al GSE con un margine di errore del 10% in ciascun giorno. In questo caso l'incremento è del 20%

Inoltre per gli impianti che usufruiscono, in contemporanea al conto energia, dello scambio sul posto c'è la possibilità di ottenere premi aggiuntivi nel caso in cui vi sia la presenza di un uso efficiente dell'energia. Se l'impianto è infatti stato realizzato su edifici in cui sono state eseguite opere di miglioramento delle prestazioni energetiche, di entità pari almeno al 10% sia per le gli indici di prestazione estiva che invernale, la

tariffa verrà incrementata della metà del valore della riduzione del fabbisogno energetico. Se ad esempio miglioro le prestazioni energetiche del 40% la tariffa verrà incrementata del 20%. La tariffa non può comunque esser incrementata più del 30%. I lavori di miglioramento energetici eseguiti sull'immobile dovranno inoltre esser certificati con certificazioni energetiche eseguite prima e dopo i lavori.

Impianti a concentrazione:

L'impianto a concentrazione è definito come un impianto di produzione dell'energia elettrica mediante conversione diretta della radiazione solare tramite l'effetto fotovoltaico in cui la luce solare è concentrata sui moduli tramite sistemi ottici.

Possono usufruire di questa incentivazione tutti gli impianti di potenza nominale compresa fra 1 kW e 5 MW realizzati con componenti di nuova costruzione o comunque non già utilizzati in altri impianti. I pannelli utilizzati devono rispettare le norme tecniche CEI previste (per i pannelli a concentrazione avere la certificazione CEI 62108 o fino al 31/12/2011 avere almeno fatto richiesta di certificazione). Infine l'impianto deve esser collegato alla rete elettrica o a piccole reti isolate, in modo tale che ogni singolo impianto fotovoltaico sia caratterizzato da un unico punto di connessione alla rete, non condiviso con altri impianti fotovoltaici.

La tariffa di incentivazione per l'anno 2011 (valida quindi per impianti entrati in servizio prima del 31 dicembre 2011) è decritta nella seguente tabella.

Intervallo di potenza	*Tariffa corrispondente*
kWp	*€/kWh*
1-200	0,32
>200	0,28

Per gli anni 2012 e 2013 la tariffa viene calcolata considerando quella dell'anno precedente decurtata del 2%. Dopo il 2013 se un apposito decreto non introduce nuove tariffe si continua con tale decurtazione annua fino alla fine dei 20 anni previsti dalla normativa.

Ulteriori importanti informazioni possono esser rilevate dalla linea guida redatta dal GSE con particolare attenzione all'allegato D.

Impianti integrati innovativi:

Sono considerati impianti innovativi quelli che usano moduli e componenti speciali, sviluppati specificatamente per sostituire elementi architettonici, e che rispondono a determinati requisiti costruttivi e modalità di installazione.

Per usufruire dell'incentivazione i moduli o i pannelli devono:

- essere installati in sostituzione, con "design armonioso", di componenti architettonici degli edifici e svolgere una funzione di rivestimento di questi ultimi
- esser sviluppati specificatamente per integrarsi e sostituire elementi architettonici di edifici quali coperture, superfici opache verticali, superfici trasparenti o semitrasparenti sulle coperture
- svolgere, oltre alla produzione di energia elettrica, funzioni architettoniche fondamentali come protezione o regolazione termica dell'edificio non inferiore a quella del componente sostituito, tenuta all'acqua e conseguente impermeabilizzazione della struttura edilizia sottesa, tenuta meccanica comparabile con l'elemento edilizio sostituito
- esser di nuova costruzione o comunque non già utilizzati in altri impianti

L'impianto deve inoltre avere una potenza compresa fra 1 kW e 5 MW, rispettare le norme tecniche CEI ed esser collegato alla rete elettrica o a reti isolate in modo che il punto di connessione non sia utilizzato da altri impianti fotovoltaici.

La tariffa applicata per l'anno 2011 è evidenziata dalla seguente tabella:

Intervallo di potenza	*Tariffa corrispondente*
kWp	*€/kWh*
1-20	0,44
20-200	0,40
>200	0,37

Per gli anni successivi si applica la tariffa dell'anno precedente decurtata del 2% a meno che entro il 31 dicembre 2013 un apposito decreto non introduca nuove tariffe.

Tale tariffa può subire incrementi grazie ad esempio all'uso efficiente dell'energia elettrica. Le modalità di incremento sono le stesse indicate per gli impianti realizzati su edifici.

Alcuni esempi di applicazioni che possono usufruire di questa incentivazione sono:

- *tegole fotovoltaiche* che ricoprano parzialmente o interamente la superficie del tetto di un edificio assolvendo la stessa funzione di impermeabilizzazione delle normali tegole
- *coperture fotovoltaiche* (coibentate o metalliche), costituite da un sandwich dotato di uno strato termicamente isolante, tipicamente sotto forma di guaina,

che funge da strato coibentante di una copertura piana o inclinata di un edificio (ma lo strato deve essere in metallo se usato in sostituzione di una copertura metallica)

- *pannelli FV per facciate* da integrare nell'involucro dell'edificio e in possesso di requisiti meccanici nonché di isolamento termico e dall'acqua
- *vetri fotovoltaici* cristallini o in film sottile per coperture, facciate o finestre

Molto utile all'ottenimento degli incentivi per questa tipologia di impianto risulta esser,ancora una volta, la giuda redatta dal GSE.

Quarto conto energia

Dopo il terzo conto energia,durato solo pochi mesi, è stato introdotto il quarto conto energia il quale ha portato numerose modifiche alla precedente modalità di incentivazione. Il tutto è stato sancito con l'emanazione del decreto 5 maggio 2011 (pubblicazione n. 109 del 12 maggio 2011 sulla Gazzetta Ufficiale) considerata da ora in poi come normativa di riferimento.

Il presente decreto si applica agli impianti solari fotovoltaici entrati in servizio dopo il 31 maggio 2011 e fino al 31 dicembre 2016 per un obiettivo di 23000 MW di potenza installata (sempre al 2016) corrispondente ad un costo indicativo cumulativo annuo compreso fra 6 e 7 miliardi di euro. (art 1)

L'eventuale superamento dei costi annui indicativi non limita l'accesso agli incentivi anche se determinerà,per il periodo successivo,una riduzione di entità pari al superamento dei costi,per quanto riguarda la soglia stanziata. (art 2).

Gli impianti fotovoltaici vengono suddivisi,a differenza del terzo conto energia in:

- Impianti piccoli o grandi
- Impianti integrati con caratteristiche innovative
- Impianti a concentrazione

La definizione di impianto piccolo riguarda gli impianti realizzati su edifici con potenza non superiore a 1000 kW,gli altri impianti con potenza inferiore a 200 kW operanti in regime di scambio sul posto e tutti gli impianti,di qualsiasi potenza,realizzati su edifici ed aree di Amministrazioni pubbliche.

Gli impianti con caratteristiche innovative,come dice la parola stessa,sono quelli che utilizzano moduli e componenti aventi caratteristiche innovative dal punto di vista

tecnologico. Quelli a concentrazione sono invece quelli che utilizzano sistemi ottici per la concentrazione della radiazione solare sui moduli fotovoltaici.

Per quanto riguarda i grandi impianti,per il periodo 1 giugno 2011-31 dicembre 2011 e per tutto l'anno 2012,sono ammessi alla incentivazione nei limiti di costo indicati dalla tabella sottostante nella quale si indicano inoltre gli obiettivi di potenza installata.

	1/06/2011-31/12/2011	**Primo semestre 2012**	**Secondo semestre 2012**	**TOTALE**
livelli di costo	300 ML€	150 ML€	130 ML€	580 ML€
Obiettivi indicativi di potenza	*1.200 MW*	*770 MW*	*720 MW*	*2.690 MW*

Nello stesso periodo i piccoli impianti sono ammessi all'incentivazione senza limite di costo annuo fatte salve le riduzioni sancite dall'allegato 5 della normativa di riferimento.

Per gli stessi impianti piccoli o grandi nel periodo 2013-2016 i limiti di costo e i relativi obiettivi per quanto riguarda la potenza installata sono riportati nella seguente tabella:

	Primo semestre 2013	Secondo semestre 2013	Primo semestre 2014	Secondo semestre 2014	Primo semestre 2015	Secondo semestre 2015	Primo semestre 2016	Secondo semestre 2016	TOTALE
Costo indicativo	240 ML€	240 ML€	200 ML€	200 ML€	155 ML€	155 ML€	86 ML€	86 ML€	1.361 ML€
Obiettivi indicativi di potenza	*1.115 MW*	*1.225 MW*	*1.130 MW*	*1.300 MW*	*1.140 MW*	*1.340 MW*	*1.040MW*	*1.480 MW*	*9.770 MW*

Per gli impianti innovativi o a concentrazione i limiti relativi ai costi e gli obiettivi per la potenza installata,sempre nel periodo 2013-2016 sono:

	Tipologia di impianto	primo semestre 2013	secondo semestre 2013	primo semestre 2014	secondo semestre 2014
Livelli di costo indicativo	titolo III	22 ML€	30 ML€	37 ML€	44 ML€
	titolo IV	19 ML€	26 ML€	32 ML€	38 ML€
Obiettivi indicativi di potenza	*titolo III*	*50 MW*	*70 MW*	*90 MW*	*110 MW*
	titolo IV	*50 MW*	*70 MW*	*90 MW*	*110 MW*

dove per Titolo III si considerano gli impianti integrati con caratteristiche innovativi mentre per titolo IV si considerano quelli a concentrazione. (art 4)

Questa tipologia di incentivazione risulta cumulabile con:

- Contributi in conto capitale di entità inferiore al 30% per impianti di potenza non superiore a 20 kW realizzati su edifici
- contributi in conto capitale in misura non superiore al 30% del costo di investimento per impianti fotovoltaici integrati con caratteristiche innovative o a concentrazione
- contributi in conto capitale fino al 60% del costo di investimento per impianti fotovoltaici realizzati su scuole, strutture sanitarie, sedi amministrative di enti locali di province o regioni o su edifici e immobili di strutture militari
- contributi in conto capitale di entità non superiore al 30% del costo di investimento per impianti posti su edifici pubblici diversi da quelli del punto precedente ovvero edifici relativi a organizzazioni non lucrative di utilità sociale che provvedono alla prestazione di servizi sociali affidati da enti locali il cui soggetto responsabile sia l'ente pubblico o l'associazione non lucrativa
- contributi in conto capitale in misura non superiore al 30% del costo di investimento per impianti realizzati su aree oggetto di bonifica o ubicati all'interno di siti contaminati ai sensi del dlgs 152 del 2006 purchè il soggetto titolare dell'impianto si faccia carico anche delle opere di bonifica. Questa tipologia di contributo non è cumulabile con quella relativa al premio di cui all'art 14 comma 1 lettera a del decreto 5 maggio 2011 preso in esame
- finanziamenti a tasso agevolato erogati in attuazione del'art 1 comma 1111 della legge 27 dicembre 2006 n 296
- fondi di garanzia e di rotazione istituiti da regioni o province autonome

Fermo restando poi il diritto alla riduzione dell'I.V.A. per gli impianti che sfruttano l'energia solare per produrre energia o acqua calda,la tariffa incentivante relativa al seguente decreto non può esser applicata se sono riconosciute o richieste altre agevolazioni fiscali. Allo stesso modo non può usufruirne chi ha già usufruito delle versioni precedenti di questa incentivazione.

Per gli impianti sopracitati (piccoli, grandi, innovativi o a concentrazione) si possono inoltre sommare alla presente incentivazione i seguenti benefici:

- meccanismo dello scambio sul posto per gli impianti che possono usufruirne
- ritiro dell'energia con le modalità introdotte dall'AEEG oppure sul mercato dell'energia elettrica

Queste tipologie di remunerazione aggiuntiva valgono però solamente se l'impianto entra in servizio entro il 31 dicembre 2012. (art 5)

Gli impianti che entrano in servizio entro il 31 agosto 2011 accedono direttamente alla tariffa di incentivazione fatto salvo l'onere di comunicare al GSE l'avvenuta entrata in servizio dell'impianto entro 15 giorni dalla stessa.

Per gli anni 2011 e 2012 i grandi impianti che entrano in servizio dopo il 31 agosto 2011 dovranno:

- aver eseguito l'iscrizione nel relativo registro in posizione tale da rientrare nei limiti di costo previsti. Per il 2011 il limite di costo comprende anche tutti gli impianti entrati in servizio prima del 31 agosto. Se il limite viene superato, l'entità del superamento viene decurtata dal limite dell'anno successivo
- Inviare la certificazione di fine lavori da far pervenire al GSE entro 7 mesi dalla data di pubblicazione della graduatoria per ricevere l'incentivazione. Tale termine è aumentato a 9 mesi per gli impianti di potenza superiore a 1 MW

In ogni caso la tariffa di incentivazione spettante è quella individuata alla data di entrata in servizio dell'impianto. Il diritto all'incentivazione decade però nel caso in cui l'impianto venga spostato in un luogo diverso da quello di prima installazione. Allo stesso tempo eventuali modifiche apportate non possono generare aumenti della tariffa incentivante. (art 6).

Nel caso in cui ritardi nell'effettuare la connessione da parte del gestore di rete causino l'impossibilità di usufruire di una data tariffa incentivante si applicano gli indennizzi introdotti dalla delibera ARG/elt 181/10 e relativo allegato A. (art 7).

Per gli anni 2011 e 2012 i soggetti responsabili di grandi impianti devono richiedere al GSE l'iscrizione all'apposito registro inviando tutte le documentazioni indicate nell'allegato 3 A della seguente normativa di riferimento.

Per il 2011 l'iscrizione al registro deve avvenire dal 20 al 30 maggio 2011 con eventuali riaperture dal 15 al 30 settembre se i limiti di costo previsti non sono stati superati. Per il primo semestre 2012 la prima apertura va dal 1 al 30 novembre 2011

con eventuali riaperture dal 1 al 31 gennaio 2012. Per il secondo semestre 2012 la prima apertura sarà dal 1 al 28 febbraio con possibili riaperture dal 1 al 31 maggio.

Fatte le registrazioni all'apposito registro,il GSE redige una graduatoria entro 15 giorni dalla chiusura di ciascun periodo seguendo i seguenti criteri di priorità da attuare in ordine gerarchico:

- Impianti entrati in servizio alla data di presentazione della richiesta di iscrizione
- Impianti per i quali sono terminati i lavori alla data di presentazione della richiesta di iscrizione
- Precedenza della data del pertinente titolo autorizzativo
- Minore potenza dell'impianto
- Precedenza della data di iscrizione al registro

L'iscrizione al registro decade nel caso in cui non sia prodotta, entro i termini previsti,la certificazione di fine lavori. Nel caso in cui l'impianto venga comunque ultimato e acceda all'incentivazione in un periodo successivo ad esso spetta una tariffa pari a quella individuata alla data di entrata in servizio decurtata del 20%.

Eventuali rinunce o decadenze del diritto di ricevere l'incentivazione liberano risorse che verranno allocate dal GSE al periodo successivo. Non è previsto infatti nessun scorrimento della graduatoria.

Eventuali eventi calamitosi che non permettono la realizzazione della certificazione di fine lavori entro i termini previsti non provocano la decadenza del diritto di ricevere l'incentivazione. (art 8).

Per gli anni 2011 e 2012 il soggetto titolare di un impianto iscritto al registro comunica al GSE il termine dei lavori di realizzazione allegando la relativa perizia che verifichi il rispetto di quanto previsto dall'allegato 3 B della seguente normativa di riferimento. Trasmette inoltre copia della comunicazione e della perizia al gestore di rete. Entro 30 giorni da tale comunicazione il gestore di rete verifica la rispondenza di quanto dichiarato dopo di che comunica ciò al GSE.

Per gli impianti i cui lavori sono terminati alla data di presentazione della richiesta di iscrizione al registro,la documentazione che attesta la fine dei lavori e la relativa perizia è allegata alla richiesta di iscrizione stessa. (art 9).

La richiesta di ricezione della tariffa incentivante deve avvenire entro 15 giorni dall'entrata in servizio dell'impianto allegando tutta la documentazione richiesta dall'allegato 3 C della seguente normativa di riferimento.

Eventuali ritardi provocano la mancata riscossione dell'incentivo per un tempo pari a quello intercorso dalla data di entrata in servizio dell'impianto alla data di presentazione delle documentazioni. Entro 120 giorni il GSE,se le documentazioni presentate sono corrette,assicura la tariffa spettante.

Eventuali cessioni dell'impianto e degli immobili su cui è ubicato devono esser comunicate al GSE entro 30 giorni dalla data che attesta la cessione. (art 10).

Eventuali accertamenti sulla presenza di dati non veritieri utilizzati per ricevere la tariffa incentivante provocano la restituzione di quanto indebitamente ricevuto al fine dell'incentivazione e l'esclusione dagli incentivi per i successivi 10 anni dalla data di accertamento. (art 24).

Incentivazione impianti piccoli e grandi

Possono usufruire delle tariffe incentivanti i seguenti soggetti:

- Persone fisiche
- Persone giuridiche
- Soggetti pubblici
- Condomini di unità immobiliari o di edifici

Fra gli impianti piccoli e grandi possono invece usufruire della tariffa incentivanti quelli con le seguenti caratteristiche:

- Potenza non inferiore a 1 kW
- Conformità alle norme tecniche indicate nell'allegato 1 della seguente direttiva e alle disposizioni di cui all'art 10 del dlgs n.28 del 2011 denominato requisiti e specifiche tecniche degli IAFR al fine dell'accesso alle incentivazioni. In particolare i moduli fotovoltaici dovranno esser certificati in accordo con la norma CEI EN 61215 se realizzati in silicio cristallino e con la norma CEI EN 61646 se realizzati con film sottile
- Realizzati con componenti di nuova costruzione o comunque non già impiegati in altri impianti come stabilito dal DM 2 marzo 2009
- Collegati a reti elettriche o a piccole reti isolate in modo che ogni singolo impianto sia caratterizzato da un unico punto di connessione alla rete,non condiviso con altri impianti
- Per gli impianti posti su terreni agricoli oltre alle disposizioni dell'allegato 2 del dlgs 28/11 devono esser rispettate le indicazioni relative all'art 10 comma 4,5 e 6 dello stesso dlgs

Per gli impianti fotovoltaici entrati in servizio dopo il 31 dicembre 2012 gli inverter,per tener conto delle esigenze della rete, dovranno avere le seguenti caratteristiche e protezioni:

- Mantenere insensibilità ai rapidi abbassamenti di tensione
- Consentire la disconnessione dalla rete a seguito di comandi a remoto
- Aumentare la selettività delle protezioni al fine di evitare fenomeni di disconnessione intempestiva dell'impianto
- Consentite erogazione e assorbimento di energia reattiva
- Limitare la potenza immessa in rete
- Evitare che gli inverter alimentino i carichi elettrici della rete in assenza di tensione sulla cabina della rete

Per gli impianti entrati in servizio un anno dopo l'entrata in vigore del dlgs 28/11,in aggiunta alla normale documentazione,il soggetto responsabile è tenuto a trasmettere al GSE,ai sensi dell'allegato 2 comma 4 lettera b dello stesso decreto, un certificato attestante la presenza di una garanzia di 10 anni contro difetti di fabbricazione sui moduli utilizzati.

Per gli impianti entrati in servizio dopo il 31 giugno 2012 il soggetto responsabile dovrà trasmettere al GSE, in aggiunta alla normale documentazione, le seguenti ulteriori documentazioni:

- certificato rilasciato dal costruttore dei moduli con il quale si attesta l'adesione dello stesso a un sistema o consorzio europeo che garantisca, a cura del produttore stesso, il riciclo dei moduli al termine della vita utile
- certificazione rilasciata dal produttore attestante che l'azienda produttrice dei moduli possiede le certificazioni ISO 9001:2008 (sistema di gestione della qualità),OHSAS 18001 (sistema di gestione della salute e sicurezza sul lavoro) e ISO 14000 (sistema di gestione ambientale
- certificazione di ispezione di fabbrica relativo ai moduli e gruppi di conversione rilasciato da ente terzo notificato a livello europeo o nazionale a verifica del rispetto della qualità del processo produttivo e dei materiali usati. (art 11)

La tariffa incentivante per questa tipologia di impianto viene garantita per 20 anni dall'entrata in servizio dell'impianto ed è indicata dalle successive tabelle.

- Per i mesi di giugno,luglio e agosto 2011

	GIUGNO		*LUGLIO*		*AGOSTO*	
	Impianti sugli edifici	altri impianti fotovoltaici	Impianti sugli edifici	altri impianti fotovoltaici	Impianti sugli edifici	altri impianti fotovoltaici
	[€/kWh]	[€/kWh]	[€/kWh]	[€/kWh]	[€/kWh]	[€/kWh]
1≤P≤3	0,387	0,344	0,379	0,337	0,368	0,327
3<P≤20	0,356	0,319	0,349	0,312	0,339	0,303
20<P≤200	0,338	0,306	0,331	0,300	0,321	0,291
200<P≤1000	0,325	0,291	0,315	0,276	0,303	0,263
1000<P≤5000	0,314	0,277	0,298	0,264	0,280	0,250
P>5000	0,299	0,264	0,284	0,251	0,269	0,238

- Per i mesi di settembre,ottobre,novembre e dicembre 2011

	SETTEMBRE		*OTTOBRE*		*NOVEMBRE*		*DICEMBRE*	
	Impianti sugli edifici	altri impianti fotovoltaici	Impianti sugli edifici	altri impianti fotovoltaici	Impianti sugli edifici	altri impianti fotovoltaici	Impianti sugli edifici	altri impianti fotovoltaici
	[€/kWh]	[€/kWh]	[€/kWh]	[€/kWh]	[€/kWh]	[€/kWh]	[€/kWh]	[€/kWh]
1≤P≤3	0,361	0,316	0,345	0,302	0,320	0,281	0,298	0,261
3<P≤20	0,325	0,289	0,310	0,276	0,288	0,256	0,268	0,238
20<P≤200	0,307	0,271	0,293	0,258	0,272	0,240	0,253	0,224
200<P≤1000	0,298	0,245	0,285	0,233	0,265	0,210	0,246	0,189
1000<P≤5000	0,278	0,243	0,256	0,223	0,233	0,201	0,212	0,181
P>5000	0,264	0,231	0,243	0,212	0,221	0,191	0,199	0,172

- Per il primo e secondo semestre 2012

	1° SEM. 2012		*2° SEM 2012*	
	Impianti sugli edifici	altri impianti fotovoltaici	Impianti sugli edifici	altri impianti fotovoltaici
	[€/kWh]	[€/kWh]	[€/kWh]	[€/kWh]
1≤P≤3	0,274	0,240	0,252	0,221
3<P≤20	0,247	0,219	0,227	0,202
20<P≤200	0,233	0,206	0,214	0,189
200<P≤1000	0,224	0,172	0,202	0,155
1000<P≤5000	0,182	0,156	0,164	0,140
P>5000	0,171	0,148	0,154	0,133

- Per il primo semestre dell'anno 2013

	Impianti sugli edifici		altri impianti fotovoltaici	
	tariffa onnicomprensiva	tariffa autoconsumo	tariffa onnicomprensiva	tariffa autoconsumo
1≤P≤3	0,375	0,230	0,346	0,201
3<P≤20	0,352	0,207	0,329	0,184
20<P≤200	0,299	0,195	0,276	0,172
200<P<1000	0,281	0,183	0,239	0,141
1000<P≤5000	0,227	0,149	0,205	0,127
P>5000	0,218	0,140	0,199	0,121

Per l'anno 2013 le tariffe assumono valore omnicomprensivo sull'energia immessa nel sistema elettrico con una tariffa specifica per l'energia auto consumata.
Dal secondo semestre 2013 le tariffe verranno, rispetto al semestre precedente, ridotte della seguente entità:

	1° semestre	2° semestre
2013		9%
2014	13%	13%
2015	15%	15%
2016	30%	30%

Tali riduzioni possono aumentare,nel caso in cu C>Co,di entità percentuale pari a deff,i determinata dalla seguente relazione:

$$d_{eff,i} = d_i + \frac{C - C_0}{C_0} \times d_{i+1}$$

Dove:

- d i è la riduzione programmata per il semestre i
- d i+1è la riduzione programmata per il semestre i+1
- C è il costo annuo della potenza installata nel periodo di osservazione
- Co è il costo indicativo annuo della potenza obiettivo del semestre precedente a quello i stabilito dall'art 4 della normativa in esame

Il periodo di osservazione viene considerato prendendo i 6 mesi precedenti al 1° maggio per il primo semestre e al 1° novembre per il secondo semestre di ciascun anno considerato.

Entro tre giorni dalla fine di ciascun periodo il GSE comunica eventuali riduzioni aggiuntive,a quelle di normale competenza di ogni periodo,per il semestre successivo.

L'incentivazione,per gli impianti potenziati,viene calcolata solo sulla produzione aggiuntiva generata dal potenziamento.

Inoltre,nel momento in cui un unico soggetto risulta titolare di più impianti,l'incentivazione viene calcolata sulla produzione cumulata di tutti gli impianti evitando così il frazionamento in tanti piccoli impianti di ridotta potenza. (art 12).

I piccoli impianti su edifici possono beneficiare di incentivi aggiuntivi se abbinati ad un uso efficiente di energia. Per poter usufruire di ciò il responsabile deve:

- Avere una certificazione energetica dell'immobile o edificio comprendente di possibili azioni migliorative della prestazione energetica dell'edificio o immobile stesso
- Dopo l'entrata in esercizio dell'impianto compiere opere per il miglioramento degli indici di prestazione, sia invernali che estivi,di almeno il 10%. Gli interventi dovranno esser quelli indicati nella precedente certificazione energetica.
- Predisporre una nuova certificazione energetica che attesti i miglioramenti conseguiti

Per quanto riguarda gli impianti posti su edifici sono quelli posizionati su di essi con le modalità introdotte dall'allegato 2 della normativa di riferimento.

Fatto ciò il soggetto responsabile presenterà istanza,corredata dalle certificazioni energetiche necessarie, al GSE per richiedere il premio aggiuntivo.

Premio che verrà riconosciuto a decorrere dall'anno solare successivo alla data di presentazione dell'istanza ed avrà entità pari alla metà del valore relativo al miglioramento energetico ottenuto con arrotondamento commerciale alla terza cifra decimale e limite massimo del 30%. Eventuali successive opere di miglioramento dell'efficienza energetica di entità almeno pari al 10% per entrambi gli indici invernali ed estivi potranno esser sommate a quello già ottenuto sempre restando presente il limite del 30%.

Per gli impianti di piccole dimensioni posti su edifici i quali hanno ricevuto il titolo edilizio dopo l'entrata in vigore del seguente decreto si applica un incremento del 30% sulla tariffa normalmente ricevuta nel caso in cui si abbia una prestazione energetica per il raffreddamento estivo e per il riscaldamento invernale di almeno il 50% inferiore ai limiti introdotti dall'art 4 comma 2 e 3 del Dpr n.59 del 2 aprile 2009. Tali valori dovranno comunque esser attestati con certificazioni energetiche.

Per gli edifici solo parzialmente climatizzati ma che rientrano nei limiti previsti per ottenere il premio,quest'ultimo si calcola considerando la sola produzione della porzione di impianto che sottende l'equivalente della superficie climatizzata.

Tale premio non può esser sommato con altri conseguiti a seguito dei medesimi interventi ovvero o si usufruisce di uno o dell'altro. (art 13).

Esistono inoltre altre tipologie di premio fra cui:

- Aumento del 5% per gli impianti non realizzati su edifici qualora ubicati in zone definite alla data di entrata in vigore del presente decreto come zone industriali, miniere, cave o discariche esaurite. Allo stesso modo vale per aree di pertinenza di discariche o di siti contaminati come definiti dall'art. 240 del dlgs 162/06
- Aumento del 5% per piccoli impianti realizzati da comuni con meno di 5000 abitanti (dato rilevato da indagini Istat prima dell'entrata in vigore del presente decreto)
- Aumento di 5 centesimi di euro/kWh per gli impianti realizzati su edifici in sostituzione di coperture in eternit o cemento-amianto
- Aumento del 10% per gli impianti il cui costo di investimento relativo ai componenti diversi dalla manodopera sia per non meno del 60% riconducibile a produzioni realizzate all'interno dell'Unione Europea

Gli impianti i cui moduli costituiscono elementi costruttivi di pergole, serre, barriere acustiche, tettoie pensiline hanno diritto ad una tariffa pari alla media aritmetica fra quella relativa agli impianti realizzati su edifici e quella relativa agli altri impianti.

Inoltre per garantire la possibilità di coltivare il terreno sotto le serre realizzate con moduli fotovoltaici il rapporto tra la proiezione a terra della superficie totale sei moduli e della superficie totale della copertura non deve superare il 50%.

Vengono poi considerati come edifici i fabbricati rurali purchè accatastati prima del'entrata in servizio dell'impianto fotovoltaico. (art 14).

Incentivazione impianti integrati con caratteristiche innovative

Dal punto di vista dei soggetti che possono usufruire della tariffa incentivante sono gli stessi indicati nella parte relativa all'incentivazione di impianti piccoli e grandi.

Per quanto riguarda invece le caratteristiche necessarie per questa tipologia di impianto (impianti integrati con caratteristiche innovative) dovremo avere:

- La potenza nominale non deve esser inferiore a 1 kW ma non superiore a 5 MW
- Conformità alle norme tecniche indicate nell'allegato 1 della seguente direttiva e alle disposizioni di cui all'art 10 del dlgs n.28 del 2011 denominato requisiti e specifiche tecniche degli IAFR al fine dell'accesso alle incentivazioni. In particolare i moduli fotovoltaici dovranno esser certificati in accordo con la norma CEI EN 61215 se realizzati in silicio cristallino e con la norma CEI EN 61646 se realizzati con film sottile
- Impianti realizzati con moduli e componenti che rispondano alle caratteristiche e alle modalità di installazione indicate nell'allegato 4 della presente direttiva
- Realizzati con componenti di nuova costruzione o comunque non già impiegati in altri impianti come stabilito dal DM 2 marzo 2009
- Collegati a reti elettriche o a piccole reti isolate in modo che ogni singolo impianto sia caratterizzato da un unico punto di connessione alla rete,non condiviso con altri impianti

Valgono inoltre le stesse indicazioni citate nella parte riguardante agli impianti piccoli o grandi dove si parla di caratteristiche relative agli inverter utilizzati negli impianti entrati in servizio dopo il 31 dicembre 2012 e delle documentazioni aggiuntive da inviare al GSE per gli impianti entrati in servizio dopo il 30 giugno 2012. (art 15)

Le incentivazioni hanno una durata di 20 anni a partire dall'entrata in servizio dell'impianto e come per gli impianti piccoli e grandi, gli impianti integrati con caratteristiche innovative possono usufruire degli stessi premi aggiuntivi ottenibili con le stesse modalità già citate. In caso di ampliamenti di impianti già esistenti che aumentino la capacità produttiva ,l'incentivazione si applica solo alla produzione associata al ripotenziamento (art 16).

Entrando più nel particolare troviamo che le tariffe per questa tipologia di impianto variano da periodo a periodo come indicato dalle successive tabelle

- Per gli impianti entrati in servizio a decorrere dal primo giugno 2011

Intervallo di potenza	**Tariffa corrispondente**
[kW]	[€/kWh]
1≤P≤20	0,427
20<P≤200	0,388
P>200	0,359

- Per i successivi semestri del 2012

	1° SEM. 2012	*2° SEM 2012*
Intervallo di potenza	**Tariffa corrispondente**	**Tariffa corrispondente**
[kW]	[€/kWh]	[€/kWh]
1≤P≤20	0,418	0,410
20<P≤200	0,380	0,373
P>200	0,352	0,345

- Per il primo semestre 2013

Intervallo di potenza	tariffa onnicomprensiva	tariffa autoconsumo
[kW]	[kW]	[€/kWh]
1≤P≤20	0,543	0,398
20<P≤200	0,464	0,361
P>200	0,432	0,334

Anche in questo caso le tariffe dal 2013 assumono valore omnicomprensivo sull'energia immessa in rete con l'aggiunta di una tariffa specifica per l'energia auto consumata.

Dal secondo semestre 2013 le tariffe verranno calcolate considerando quelle del semestre precedente ridotte della seguente entità:

	1° semestre	2° semestre
2013		3%
2014	4%	4%

Le tariffe di ciascun semestre possono poi esser ridotte di un quantitativo percentuale determinato con la relazione inserita per gli impianti piccoli e grandi.

La tariffa incentivante non è più indicata dopo il 2014 dato che dal 2015 questi impianti verranno integrati con quelli piccoli e grandi. Da tale data quindi gli impianti integrati con caratteristiche innovative verranno incentivati con le modalità di quelli piccoli e grandi concorrendo,insieme a quest'ultimi, alla formazione dei livelli di costo e al raggiungimento degli obiettivi.

Incentivazione impianti a concentrazione

Possono usufruire di questa incentivazione i soggetti come:

- Persone giuridiche
- Soggetti pubblici

Per poterne usufruire devono esser responsabili di impianti aventi le seguenti caratteristiche;

- Realizzati con componenti di nuova costruzione o comunque non già impiegati in altri impianti come stabilito dal DM 2 marzo 2009
- Collegati a reti elettriche o a piccole reti isolate in modo che ogni singolo impianto sia caratterizzato da un unico punto di connessione alla rete, non condiviso con altri impianti
- Potenza non inferiore a 1 kW e non superiore a 5 MW
- Conformità alle norme tecniche indicate nell'allegato 1 della seguente direttiva e alle disposizioni di cui all'art 10 del dlgs n.28/11 denominato requisiti e specifiche tecniche degli IAFR al fine dell'accesso alle incentivazione. In particolare i moduli dovranno esser certificati in accordo con la normativa CEI EN 62108

Valgono inoltre le stesse indicazioni citate nella parte riguardante agli impianti piccoli o grandi dove si parla di caratteristiche relative agli inverter utilizzati negli impianti entrati in servizio dopo il 31 dicembre 2012 e delle documentazioni aggiuntive da inviare al GSE sempre per gli impianti entrati in servizio dopo il 30 giugno 2012.(art 17).

L'incentivazione ha anche in questo caso durata ventennale dalla data di entrata in servizio dell'impianto. In caso di ampliamenti di impianti già esistenti che aumentino la capacità produttiva, l'incentivazione si applica solo alla produzione associata al ripotenziamento (art 18). In particolare la tariffa incentivante vale:

- Per gli impianti entrati in esercizio a decorrere dal primo giugno 2011

Intervallo di potenza	**Tariffa corrispondente**
[kW]	[€/kWh]
1≤P≤200	0,359
200<P≤1000	0,310
P>1000	0,272

- Per il primo e secondo semestre 2012

	1° SEM. 2012	*2° SEM 2012*
Intervallo di potenza	**Tariffa corrispondente**	**Tariffa corrispondente**
[kW]	[€/kWh]	[€/kWh]
1≤P≤200	0,352	0,345
200<P≤1000	0,304	0,298
P>1000	0,266	0,261

- Per il primo semestre 2013

	tariffa onnicomprensiva	tariffa autoconsumo
[kW]	[kW]	[€/kWh]
1≤P≤200	0,437	0,334
200<P≤1000	0,387	0,289
P>1000	0,331	0,253

Anche in questo caso le tariffe dal 2013 assumono valore omnicomprensivo sull'energia immessa in rete con l'aggiunta di una tariffa specifica per l'energia auto consumata.
Le riduzioni successive al primo semestre 2013, rispetto alla tariffa del medesimo periodo, saranno di entità percentuale pari a:

	1° semestre	2° semestre
2013		3%
2014	4%	4%

Nello stesso modo delle incentivazioni viste per le altre due tipologie di impianto le tariffe possono subire ulteriori riduzioni quantificabili dalla relazione inserita nella narrazione relativa agli impianti piccoli e grandi.
Anche in questo caso a decorrere dal 2015 gli impianti a concentrazione verranno inglobati in quelli grandi e piccoli usufruendo della stessa tariffazione incentivante e concorrendo al raggiungimento degli obiettivi di potenza previsti e alla formazione dei livelli di costo.

Incentivazione solare termodinamico

Negli impianti fotovoltaici termodinamici abbiamo la generazione di calore ad alta temperatura utilizzato all'interno di un ciclo termodinamico.

Molto spesso la generazione di calore tramite la radiazione solare viene abbinata o ad altre fonti rinnovabili o a fonti convenzionali come ad esempio combustibili fossili. In questa ultima opzione abbiamo la creazione del cosiddetto solare termodinamico ibrido.

L'incentivazione di questa tipologia di impianto è stata introdotta, seguendo quanto introdotto dall'art. 7 del dlgs 387 del 2003, con il DM 11 aprile 2008 successivamente attuato dalla direttiva ARG/elt 95/08 e relativo allegato A.

Possono accedere all'incentivazione gli impianti

- dotati di sistemi di accumulo termico con capacità nominale superiore a 1,5 kWh termici per ogni metro quadro di superficie captante
- che utilizzano come fluido termovettore né come mezzo di accumulo sostanze e preparati considerati come tossici,molto tossici e nocivi ai sensi delle direttive 67/548/CEE e 1999/45/CE e loro successive modifiche o integrazioni. Tale condizione non è necessaria per impianti ubicati in aree industriali
- con superficie captante superiore a 2500 mq
- collegati alla rete elettrica o a piccole reti isolate con punto di connessione adibito ad un unico impianto

Il calcolo della capacità termica nominale dei sistemi di accumulo Cnom,espressa in kWh, si determina tramite la relazione:

$$Cnom = Macc * Cp * \Delta T$$

Dove:

- Macc è la massa totale,espressa in kg,del mezzo di accumulo
- Cp il calore specifico medio del mezzo di accumulo nell'intervallo di temperatura presente (kWh/kg°C)
- ΔT è la differenza fra temperatura massima e minima di funzionamento del mezzo di accumulo (°C)

Prima di intraprendere l'iter per ottenere la concessione delle incentivazioni il titolare dell'impianto può richiedere al GSE una verifica preliminare sulla conformità del progetto dell'impianto alle normative vigenti in modo tale da poter ottenere senza problematiche l'attivazione delle incentivazioni stesse.

Tale verifica deve esser eseguita entro 90 giorni dalla data di richiesta alla quale il richiedente allega:

- il progetto preliminare dell'impianto solare termodinamico
- i dati tecnici dell'impianto al fine di determinare le condizioni tecniche minime per l'ammissione all'incentivazione (fluido termovettore, fluido per l'accumulo termico, superficie captante, dati sul sistema di accumulo termico, modalità di connessione alla rete elettrica e nel caso di impianti ibridi modalità di inserimento dell'energia termica da fonte solare all'interno del ciclo termodinamico convenzionale)

La domanda di incentivazione deve esser presentata entro 60 giorni dall'entrata in servizio dell'impianto. Per facilitare tali operazioni il GSE mette a disposizione un portale informatico con il quale, dopo apposita registrazione, eseguire tutte le operazioni necessarie.

Il soggetto attuatore una volta stampati e sottoscritti i modelli necessari uniti alla documentazione indicata nell'allegato 1 del presente DM invia il tutto al GSE. Qualora il portale informatico non fosse disponibile si esegue il tutto tramite consegna a mano o raccomandata postale.

Le documentazioni da allegare alla richiesta di connessione indicate nell'allegato 1 sono:

- progetto definitivo dell'impianto realizzato da un professionista iscritto all'albo integrato da almeno 5 foto su supporto informatico utili a definire, da diverse inquadrature, una visione completa dell'impianto e del quadro d'insieme in cui si inserisce
- scheda tecnica con ubicazione, caratteristiche tecniche compresa la superficie captante, il tipo di captatore usato,le caratteristiche del sistema di accumulo, le eventuali integrazioni con altre fonti rinnovabili o non e la frazione integrante
- certificato di collaudo
- dichiarazione sostitutiva di atto di notorietà certificante:natura del soggetto richiedente,tipologia di impianto (solare termodinamico o ibrido), conformità dell'impianto e dei relativi componenti, data di entrata in esercizio e eventuale presenza di incentivi sul costo dell'investimento utili a determinare riduzioni sulla tariffa incentivante
- copia della denuncia di apertura dell'officina elettrica (UTF) per gli impianti di potenza superiore a 20 kWp

Ricevute le documentazioni il GSE entro 60 giorni verifica quanto ricevuto e comunica al richiedente l'eventuale accesso alla relativa tariffa di incentivazione.

L'incentivazione riguarda la produzione netta della sola parte solare termodinamica e per gli impianti entrati in servizio dalla data di entrata in vigor del DM sopracitato al 31 dicembre 2012 vale:

- 0,28 Euro/kW per impianti con frazione di integrazione fino a 0,15
- 0,25 Euro/kW per impianti con frazione di integrazione compresa tra 0,15 e 0,5
- 0,22 Euro/kW per impianti con frazione di integrazione superiore a 0,5

Tale incentivazione va a sommarsi alla normale remunerazione dell'energia elettrica venduta.

La frazione di integrazione si determina dalla seguente relazione:

$$F\text{int} = 1 - Ps/Pne$$

Dove:

- Ps è la produzione netta dell'impianto imputabile al solare calcolata sottraendo alla produzione netta totale quella delle altre fonti sia rinnovabili che non
- Pne è la produzione netta totale dell'impianto ovvero la produzione lorda sottratta degli autoconsumi dell'impianto (ausiliari, perdite..)

Tale tariffa per gli impianti entrati in servizio dal 1° gennaio 2013 al 31 dicembre 2014 ha diritto alla tariffa sopraindicata decurtata del 2% per ogni anno di calendario successivo al 2012 con arrotondamento alla seconda cifra decimale.

Per gli impianti entrati in servizio dopo il 2014 verranno realizzate nuove tariffe tenendo conto dell'andamento dei prezzi dei componenti e dei prodotti energetici. In mancanza di un decreto che introduca quanto detto, dopo il 2104, si continueranno ad applicare le tariffe valide per gli impianti entrati in servizio entro la fine del 2014.

Qualora vengano concessi incentivi in conto capitale eccedenti il 10% del costo dell'investimento gli incentivi previsti vengono moltiplicati per il minor valore fra zero e il coefficiente A definito come:

$$A = \frac{70 - X}{60}$$

dove X è la percentuale,arrotondata all'intero, di copertura del costo dell'investimento tramite incentivi in conto capitale.

Allo stesso modo le tariffe, nel caso in cui vengano concessi incentivi in conto interessi con capitalizzazione anticipata eccedenti il 25% del costo di investimento, vengono moltiplicate per un il minor valore fra zero e B calcolato come:

$$B = \frac{70 - X}{45}$$

dove X è la percentuale di copertura dei costi di investimento tramite incentivi in conto interesse con capitalizzazione anticipata, valutata dal GSE come somma dei contributi attualizzati all'anno di erogazione del finanziamento sulla base delle informazioni fornite dal richiedente e contenute nel piano di finanziamento.

A tale proposito,in entrambi i casi, è fondamentale che all'atto della richiesta di incentivazione il richiedente invii la documentazione attestante l'entità dell'incentivo e del relativo costo d'investimento.

C'è quindi la possibilità di cumulare l'incentivazione della produzione con quella relativa al costo dell'investimento. Se però le due forme di incentivazione superano le rispettive soglie del 10% e del 25% la tariffa che incentiva la produzione risulterà ridotta dei relativi coefficienti moltiplicativi A e B.

La produzione da FER così ottenuta non può però accedere all'incentivazione relativa ai CV. Incentivazione che può esser invece ottenuta per l'eventuale produzione non riconducibile al solare ma comunque derivante da FER per gli impianti misti.

La durata dell'incentivazione è pari a 25 anni e il relativo pagamento avviene mensilmente moltiplicando la produzione netta Ps per la tariffa incentivante. Solo per gli impianti ibridi il pagamento avviene a titolo di acconto con modalità definite dal GSE salvo conguaglio alla fine dell'anno solare sulla base della frazione integrante Fint effettivamente conseguita.

Esiste però un limite massimo alla disponibilità di tale incentivazione quantificato in 1.500.000 mq di superficie captante.

Nel caso in cui tale valore venga raggiunto potranno accedere all'incentivazione solo gli impianti entrati in servizio nei successivi 14 mesi alla comunicazione del raggiungimento di tale soglia da parte del GSE.

Per poter accedere agli incentivi il soggetto richiedente ha l'obbligo di rispettare determinati obblighi fra cui:

- Consentire l'accesso all'impianto a soggetti facenti capo al GSE o ad aziende che il GSE delega per eseguire i controlli necessari
- Comunicare al GSE eventuali modifiche all'impianto

- Nel caso di impianti ibridi comunicare al GSE la produzione solare imputabile Ps, la frazione di integrazione Fint e la quota di produzione netta attribuibile a ciascuna fonte

Nel caso in cui le verifiche fatta dal GSE o da enti da esso delegati abbiano esito negativo il GSE oltre ad intraprendere eventuali sanzioni legali richiede la restituzione dell'incentivazione ottenuta compresa degli interessi legali maturati a partire dalla data più prossima relativa ad un controllo positivo oppure, in mancanza di ciò, dalla data di entrata in servizio dell'impianto.

Quanto detto decade nel caso in cui le irregolarità riscontrate siano state causate da eventi non controllabili dal soggetto richiedente e comunicati tempestivamente al GSE.

Il seguente DM introduce inoltre come obiettivo per il 2016 il raggiungimento di una superficie captante pari a 2.000.000 m2.

Solare termico

I contribuenti che entro il 31 dicembre 2011 sostengono spese per interventi finalizzati al risparmio energetico possono usufruire di una particolare agevolazione fiscale consistente in una detrazione d'imposta.

La detrazione ottenibile è del 55% delle spese sostenute per la realizzazione delle opere atte al miglioramento energetico di un immobile esistente.

A seconda dell'opera realizzata la soglia massima di detrazione varia. Per il solare termico tale soglia è pari a 60.000 euro e riguarda riduzioni dall'Irpef o dall'Ires (imposta sul reddito delle società). Dal 2008 il raggiungimento di tale soglia può esser ottenuto anche con opere realizzate in tempi diversi sullo stesso immobile. In ogni caso, come tutte le detrazioni di imposta, l'agevolazione è ammessa entro il limite della propria dichiarazione dei redditi.

Condizioni indispensabile per usufruire della detrazione è che gli interventi siano eseguiti su unità immobiliari esistenti. La prova di ciò è data dall'iscrizione dell'immobile al catasto,dalla richiesta di accatastamento o dal pagamento dell'ici se dovuto.

Possono usufruire di questo contributo tutti i contribuenti residenti o non che possiedono a qualsiasi titolo l'immobile in esame.

In particolare sono ammessi all'agevolazione:

- Le persone fisiche

- I contribuenti che conseguono reddito d'impresa (persone fisiche, società di persone o di capitale)
- Enti pubblici o privati che non svolgono attività commerciali

Tra le persone fisiche possono usufruire di ciò anche i condomini per interventi sulle parti comuni,gli inquilini o chi detiene l'immobile in comodato anche se finanziano le opere attraverso leasing.

Non possono usufruire delle agevolazioni le imprese di costruzione o restaurazione che eseguono opere su edifici che verranno successivamente rivenduti.

Anche conviventi con il possessore dell'immobile con grado di parentela fino al terzo grado possono usufruire dell'agevolazione.

In caso di passaggio di proprietà dell'immobile le quote non ancora riscosse potranno andare a vantaggio del nuovo proprietario. Questo non vale nel caso in cui il titolare della richiesta di agevolazione sia un condomino che lascia l'immobile per decadenza del contratto di locazione. In questo caso le rate non ancora versate continueranno ad esser riscosse dal titolare della richiesta.

Questa tipologia di agevolazione non può cumularsi con altre agevolazioni fiscali previste per i medesimi interventi da altre norme nazionali. (ad es. detrazione del 36% su opere edilizie). Se l'intervento può rientrare in più agevolazioni sarà il richiedente a decidere di quale usufruire. Dal primo gennaio 2009 non sono più cumulabili neanche con incentivi relativi all' UE, alle regioni o alle province.

La finanziaria 2010 ha introdotto inoltre un'agevolazione sull'IVA portata per tali opere la 10%.

Le spese che possono esser soggetto della detrazione riguardano sia le opere di realizzazione (acquisto materiali, manodopera) sia le prestazioni professionali necessarie.

Prendendo in considerazione un impianto solare termico le opere il cui costo è detraibile sono:fornitura e posa in opera di tutte le apparecchiature necessarie sia dal punto di vista termico che meccanico, le opere murarie e idrauliche.

Per ottenere le agevolazioni fiscali devono esser redatte varie documentazioni fra cui l'osservazione e la scheda informativa.

La prima documentazione attesta che le opere svolte vengano realizzate secondo i requisiti tecnici richiesti.

La seconda realizzata secondo le indicazioni dell'allegato F, presenti nella guida alle agevolazioni fiscali aggiornata al 2010, contiene:

- I dati identificativi del soggetto che ha sostenuto la spesa
- I dati dell'edificio su cui l'opera è stata realizzata
- La tipologia di intervento e il risparmio energetico conseguito
- Costo totale soggetto alla detrazione

La scheda tecnica può anche esser compilata dall'utente finale.

Eventuali errori nella compilazione della scheda tecnica possono esser corretti anche dopo il termine previsto per il suo invio ma comunque prima della presentazione della dichiarazione dei redditi dalla quale la spesa viene detratta.

Eventuali sconti o abbuoni riconosciuti dopo l'invio della scheda informativa devono esser assoggettate a tassazione relativa alle somme per le quali negli anni precedenti ha usufruito della detrazione. Dovranno quindi esser indicati nella dichiarazione dei redditi dell'anno in cui sono state ricevute.

A differenza delle ristrutturazioni edilizie, le opere per li miglioramento energetico non sono assoggettate alla comunicazione di inizio lavori da fare al Centro operativo di Pescara (Azienda delle entrate).

Entro 90 giorni dalla fine dei lavori sarà necessario trasmettere all'Enea La scheda informativa relativa gli interventi eseguiti.

La data di fine lavori coincide con la data di collaudo se previsto oppure con la data di emissione della documentazione attestante la fine dei lavori.

La trasmissione viene fatta per via telematica attraverso il sito www.acs.enea.it ottenendo apposita ricevuta informatica. Se la complessità dei lavori non trova apposita descrizione negli schemi pubblicati da Enea sul sito, le documentazioni possono esser inviate per posta raccomandata con ricevuta semplice.

Nel caso in cui le documentazioni necessarie non siano ancora disponibili in quanto l'opera non è ancora stata terminata, si può comunque beneficiare della detrazione per la parte di spese sostenute in ciascun periodo di imposta.

In questi casi dovrà esser presentato un apposito modello all'Agenzia delle entrate per via telematica indicando, con riferimento ai soli lavori che continuano dopo il periodo di imposta,le spese sostenute nei periodi di imposta precedenti a quelli in cui i lavori sono terminati. Pero ogni periodo di imposta dovrà esser inviato il relativo modello.

Tale modello dovrà esser presentato entro 90 giorni dal termine di ciascun periodo di imposta in cui sono state sostenute le spese.

L’eventuale invio in ritardo del modello non comporta la decadenza della detrazione bensì sanzioni da 258 a 2.065 euro come previsto dall’art. 11 comma 1 del dlgs 471/1997.

Tutto questo non dovrà esser fatto se i lavori iniziano e terminano nello stesso periodo di imposta o se in un periodo di imposta non si sono sostenute spese.

I pagamenti relativi alle spese sostenute devono esser eseguiti con:

- Bonifico bancario o postale se il contribuente non è titolare di reddito di impresa
- Varie forme di pagamento,comunque certificabili con idonea documentazione,per i soggetti titolari di reddito di impresa

Nel caso in cui il pagamento venga fatto con bonifico postale o bancario dovranno esser indicati la causale del versamento, il codice fiscale del beneficiario della detrazione e il numero di partita iva o codice fiscale del soggetto a favore del quale viene eseguito il bonifico.

Dal primo luglio 2010 al momento del pagamento del bonifico da parte del soggetto che intende avvalersi della riduzione del 55%, le banche o le poste devono operare una trattenuta del 10% a titolo di acconto sull’imposta sul reddito dovuta dall’impresa che effettua i lavori. Il calcolo di tale percentuale si effettua considerando l’importo del bonifico detratto dell’iva del 20%. Tale trattenuta non sarà presente se le modalità di pagamento sono diverse dal bonifico.

Nel caso in cui le opere vengano finanziate mediante leasing si applicano le norme relative ai titolari di reddito di impresa quindi il pagamento può non esser effettuato con bonifico bancari o postale. Le documentazioni necessarie ad ottenere la detrazione dovranno comunque esser presentate dal contribuente che ne usufruisce. La società di leasing dovrà solo fornire una documentazione che attesti la conclusione dell’intervento e l’ammontare del costo sostenuto.

Chi usufruisce della detrazione dovrà conservare alcune documentazioni in modo tale da poterle esibire nel caso in cui l’Amministrazione finanziaria ne faccia richiesta. Fra le documentazioni da conservare troviamo:

- Il certificato di osservazione redatto da un tecnico abilitato
- La ricevuta informatica o postale relativa all’invio delle documentazioni all’Enea
- Le fatture o ricevute fiscali comprovanti le spese sostenute
- La ricevuta del bonifico bancario o postale attestante il pagamento o comunque documentazione che attesti l’avvenuto pagamento

La detrazione ottenuta verrà versata in 10 rate di eguale entità inviate annualmente al soggetto che ne abbia usufruito.

Riepilogo globale

Per concludere la trattazione portata avanti fino ad ora è estremamente utile introdurre alcune tabelle riassuntive con le quali rilevare in tempi brevi e in modo estremamente semplice la situazione globale delle varie FER partendo dagli aspetti autorizzativi fino a quelli relativi all'incentivazione. Dal punto di vista autorizzativo il colore rosso si riferisce a normative regionali, quello blu a normative nazionali e quello verde ad entrambe.

IMPIANTI EOLICI			
Potenza	**Tipologia di autorizzazione**	**Livello di tensione per la connessione**	**Tipologia di incentivazione**
Potenze fino a 5 kW	Semplice comunicazione	BT	Scambio sul posto o tariffa omnicomprensiva
Potenze superiori a 5 kW ma inferiori a 60 kW	P.A.S	BT	• CV e/o scambio sul posto • tariffa omnicomprensiva
Potenze superiori a 60 kW ma inferiori a 1 MW	autorizzazione unica	• fino a 100 kW in BT • da 100 kW a 1 MW in MT	• fino a 200 kW scambio sul posto e CV o tariffa omnicomprensiva • sopra 200 kW certificati verdi
Potenza superiore a 1 MW	autorizzazione unica più verifica di assoggettabilità a VIA	• fino a 6 MW in MT • sopra 6 MW in AT o AAT	certificati verdi

Usufruiscono della semplice comunicazione (secondo normativa nazionale e regionale) anche gli impianti installati sui tetti degli edifici con altezza complessiva inferiore a 1,5 m e diametro inferiore a 1 m. Per le loro caratteristiche costruttive sono generatori da qualche kW. Di conseguenza la connessione è in BT e le possibili incentivazioni ricadono o sullo scambio sul posto o sulla tariffa omnicomprensiva.

IMPIANTI FOTOVOLTAICI			
Potenza	**Tipologia di autorizzazione**	**Livello di tensione per la connessione**	**Tipologia di incentivazione**
Fino a 5 kW	semplice comunicazione	BT	Scambio sul posto e/o conto energia
Fino a 200 kW se realizzati su edifici esistenti o sulle loro pertinenze e al di fuori della zona A (decreto Ministro lavori pubblici 1444 del 1968)	semplice comunicazione	BT	Scambio sul posto e/o conto energia
Completamente integrati o aderenti all'edificio per tutto lo sviluppo del tetto (nessun limite di potenza)	semplice comunicazione	• Fino a 100 kW in BT • Sopra 100 kW in MT	Scambio sul posto (fino a 200 kW) e/o conto energia
Impianti (esclusi quelli realizzati come attività libera) con moduli installati su edifici e area totale non superiore a quella del tetto su cui sono montati (potenza non indicata)	P.A.S.	• Fino a 100 kW in BT • Sopra 100 kW in MT	Scambio sul posto (fino a 200 kW) e/o conto energia
Superiore a 5 kW e fino a 20 kW (non rientranti negli impianti realizzati su tetti)	P.A.S.	BT	scambio sul posto e/o conto energia
Superiore a 20 kW	Autorizzazione unica	• Fino a 100 kW in BT • Sopra 100 kW e fino a 6 MW in MT • Sopra 6 MW in AT o AAT	• Fino a 200 kW scambio sul posto e/o conto energia • Sopra 200 kW solo conto energia
Superiore a 1 MW	Autorizzazione unica con verifica di assoggettabilità a VIA	• fino a 6 MW in MT • Sopra 6 MW in AT o AAT	Conto energia

Come già evidenziato nel capitolo precedente la tipologia di incentivazione relativa al conto energia varierà in base alla tipologia costruttiva dell'impianto e per ognuna di esse il valore dell'incentivazione varierà in base alla taglia e all'anno di entrata in servizio.

IMPIANTI IDROELETTRICI			
Potenza	**Tipologia di autorizzazione**	**Livello di tensione per la connessione**	**Tipologia di incentivazione**
Fino a 100 kW	P.A.S	BT	• tariffa omnicomprensiva • scambio sul posto e/o CV
Sopra 100 kW	autorizzazione unica e verifica di assoggettabilità a VIA	• Fino a 6 MW in MT • Sopra 6 MW in AT o AAT	• Fino a 200 kW scambio sul posto e/o CV o tariffa omnicomprensiva • Sopra 200 kW e fino a 1 MW tariffa omnicomprensiva o certificati verdi • Sopra 1 MW certificati verdi

Possono inoltre usufruire della semplice comunicazione (secondo normativa regionale) gli impianti idroelettrici realizzati in edifici esistenti che non altereranno i volumi, le superfici, la destinazione d'uso, il numero delle unità immobiliari, che non riguardino parti strutturali dell'edificio e non incrementino i parametri urbanistici. Devono inoltre avere una capacità di generazione massima di 200 kW ovvero conforme con lo scambio sul posto, tipologia di incentivazione di cui hanno diritto.

IMPIANTI A BIOMASSA			
Potenza	**Tipologia di autorizzazione**	**Livello di tensione per la connessione**	**Tipologia di incentivazione**
Fino a 50 kW in assetto cogenerativo	semplice comunicazione	BT	• tariffa omnicomprensiva • scambio sul posto e/o CV
Fino a 0,5 MWt	semplice comunicazione	• Fino a 100 kW in BT • Da 100 kW a 1 MW in MT	• Fino a 200 kW scambio sul posto e/o CV o tariffa omnicomprensiva • Sopra 200 kW CV o tariffa omnicomprensiva
Fino a 3 MWt ovvero 1 MWe in assetto cogeneratico non rientranti nella semplice comunicazione	P.A.S.	• Fino a 100 kW in BT • Da 100 kW a 1 MW in MT	• Fino a 200 kW scambio sul posto e/o CV o tariffa omnicomprensiva • Sopra 200 kW CV o tariffa omnicomprensiva
Fino a 200 kW non operanti in cogenerazione	P.A.S	• Fino a 100 kW in BT • Da 100 kW a 200 kW in MT	• Tariffa omnicomprensiva • Scambio sul posto e/o CV
Superiore a 200 kW e fino a 50 MWt	autorizzazione unica	MT	• Tariffa omnicomprensiva • CV sopra
Superiore a 50 MWt	autorizzazione unica con verifica di assoggettabilità a VIA	• Fino a 6 MWe in MT • Sopra 6 MWe in AT o AAT	certificati verdi

IMPIANTI A BIOGAS			
Potenza	**Tipologia di autorizzazione**	**Livello di tensione per la connessione**	**Tipologia di incentivazione**
Fino a 50 kW in assetto cogenerativo	semplice comunicazione	BT	• tariffa omnicomprensiva • scambio sul posto e/o CV
Fino a 3 MWt ovvero 1 MWe in assetto cogeneratico con alimentazione a gas naturale	semplice comunicazione	• Fino a 100 kW in BT • Da 100 kW a 1 MW in MT	• Fino a 200 kW scambio sul posto e/o CV o tariffa omnicomprensiva • Sopra 200 kW CV o tariffa omnicomprensiva
Fino a 250 kW non operanti in cogenerazione	P.A.S	• Fino a 100 kW in BT • Da 100 kW a 250 kW in MT	• Sotto 200 kW scambio sul posto e/o CV o tariffa omnicomprensiva • Sopra 250 kW tariffa omnicomprensiva o CV
Fino a 3 MWt ovvero 1 MWe in assetto cogeneratico non rientranti nella semplice comunicazione	P.A.S.	• Fino a 100 kW in BT • Da 100 kW a 1 MW in MT	• Fino a 200 kW scambio sul posto e/o CV o tariffa omnicomprensiva • Sopra 200 kW CV o tariffa omnicomprensiva
Superiore a 250 kW e fino a 50 MWt	Autorizzazione unica	MT	• tariffa omnicomprensiva • CV
Sopra a 50 MWt	Autorizzazione unica con verifica di assoggettabilità a VIA	• Fino a 6 MWe in MT • Sopra 6 MWe in AT o AAT	certificati verdi

Sia per gli impianti a biogas che a biomasse possono usufruire della semplice comunicazione, secondo normativa regionale, gli impianti realizzati in edifici esistenti che non alterino i volumi, le superfici, la destinazione d'uso, il numero delle unità immobiliari, che non riguardino parti strutturali dell'edificio e non incrementino i parametri urbanistici. Dovranno inoltre avere una capacità di generazione inferiore ai 200 kW ovvero conforme allo scambio sul posto.

Sitografia e bibliografia

- www.gse.it
- www.consulente-energia.com
- Dlgs 79/99
- Direttiva CE 77/2001
- Dlgs 387/2003
- Direttiva CE 32/2006
- Dlgs 115/2008
- Protocollo di Kyoto
- Piano 20-20-20
- Direttiva CE 28/2009
- Dlgs 28/2011
- L.R. 31/2005
- L.R. 71/2009
- Linee guida settembre 2010
- Circolare Bramerini (circolare regione Toscana del 26/05/2008)
- Legge 96/2010
- Legge 122/2010
- L.R. 10 e 11 del 2010 (modifiche alla L.R. 79/98
- Dlgs 128/2010 (modifiche al Dlgs 152/2006)
- Delibera ARG/elt 125/2010
- Delibera ARG/elt 74/2008
- Delibera ARG/elt 186/2009
- DM 6 agosto 2010
- DM 5 maggio 2011
- Decreto del Ministero dello sviluppo economico 11 aprile 2008