

# COMUNE di TEORA

Provincia di Avellino

## Piano Urbanistico Comunale

Legge Regionale n.16 del 22.12.2004

### Piano Energetico Comunale

#### PROGETTAZIONE:

Accanto srl ingegneria

via Cassanese 111  
01100 Frosinone (FR)  
tel. 0775/411111

Arch. Enrico Anzalone  
Arch. Gianni Vagaro  
Arch. Angelo Verdica

CO... APPROVATO  
Arch. Lucio Piro  
Arch. Luca Turi  
Gianni Vagaro

ARCHITETTO: Don Franco Sapia

GEOMETRA: Don Filippo Rosanna

ACUSTICA: archSound s.r.l.

PIANO ENERGETICO

173

PIANO ILLUMINOTECNICO

172

*Giove Polestra*

1 RESPONSABILE DEL PROGETTO:  
Arch. Teora



giugno 2011

ADOZIONE COMUNE

DELIBERA  
CONSIGLIERE N°

APPROVAZIONE  
ORGANO COMPETENTE

DELIBERA N°

VISTI

ADOZIONE

APPROVAZIONE

APPROFONDIMENTO

INTELLO STRUTTURALE   
INTELLO DINALCURI   
INTELLO OPERATIVO

SCALA -----

ELABORATO

PEC1

# COMUNE DI TEORA

Provincia di Avellino

## PIANO COMUNALE DELLE ENERGIE RINNOVABILI

\*\*\*\*\*

### SOMMARIO

#### INTRODUZIONE

- 1 Riferimento normativo
  - 1.1. La disciplina nazionale
  - 1.2. La disciplina regionale
2. Le fonti rinnovabili di energia o assimilate

#### 3.0 ENERGIA SOLARE

- 3.1 Premessa
- 3.2. Descrizione della risorsa
  - 3.2.1 Fenomenologia
  - 3.2.2 Quantificazione della risorsa
- 3.3 Tecnologie di impiego dell'energia solare
  - 3.3.1 Captatori solari a bassa temperatura
    - 3.3.1.1 Descrizione
    - 3.3.1.2 Prestazioni
    - 3.3.1.3 Limitazioni termofisiche
    - 3.3.1.4 Altre limitazioni
    - 3.3.1.5 Impatto ambientale
  - 3.3.2 Celle fotovoltaiche per la conversione diretta
    - 3.3.2.1 Descrizione
    - 3.3.2.2 Prestazioni
    - 3.3.2.3 Limitazioni
    - 3.3.2.4 Impatto ambientale
- 3.4 Valutazione del potenziale dell'energia solare della Regione Campania
  - 3.4.1 Solare termico
  - 3.4.2 Solare fotovoltaico
- 3.5 Fonti rinnovabili: il nuovo assetto normativo
  - 3.5.1 Regimi autorizzativi per la costruzione di impianti a fonti rinnovabili
    - 3.5.1.1 Autorizzazione Unica
    - 3.5.1.2 La nuova procedura semplificata e la Comunicazione per le attività di edilizia libera
      - Svolgimento della procedura semplificata
  - 3.5.2 Semplificazione per alcune tipologie di impianti termici
    - Impianti solari termici
    - Pannelli solari fotovoltaici
    - Altri impianti termici
    - Pompe di calore
  - 3.5.3 Fonti rinnovabili negli edifici nuovi o ristrutturati
    - Le soglie previste
    - Premi volumetrici
  - 3.5.4 Certificazione energetica nelle compravendite e nelle locazioni

- 3.6 IV Conto Energia - Decreto Ministero Sviluppo Economico 05/05/2011
  - 3.6.1 Impianti solari fotovoltaici (Titolo II D.M. Sviluppo Economico 05/05/2011)
    - 3.6.1.1 Campo di applicazione e criteri del regime di sostegno
      - Piccoli e grandi impianti
      - Fabbricati rurali ed aree agricole
    - 3.6.1.2 Requisiti dei soggetti e degli impianti
    - 3.6.1.3 Documentazione aggiuntiva
    - 3.6.1.4 Obiettivi dell'incentivazione dell'energia elettrica prodotta da impianti fotovoltaici
    - 3.6.1.5 Tariffe incentivanti
      - Cumulabilità degli incentivi e dei meccanismi di valorizzazione dell'energia elettrica prodotta
      - Scambio sul posto, ritiro dedicato e cessione al mercato
      - Premio per impianti fotovoltaici abbinati ad un uso efficiente dell'energia
      - Premi per specifiche tipologie e applicazioni di impianti fotovoltaici
    - 3.6.1.6 Grandi impianti
      - Iscrizione al registro per i grandi impianti
      - Certificazione di fine lavori per i grandi impianti
    - 3.6.1.7 Trasmissione della documentazione di entrata in esercizio e accesso alle tariffe incentivanti
  - 3.6.2 Impianti fotovoltaici integrati con caratteristiche innovative (Titolo III D.M. Sviluppo Economico 05/05/2011)
  - 3.6.2 Impianti a concentrazione (Titolo IV D.M. Sviluppo Economico 05/05/2011)

#### **4.0 ENERGIA EOLICA**

- 4.1. Premessa
- 4.2 Quadro normativo
- 4.3. Analisi del potenziale eolico
- 4.4. Metodo d'analisi
- 4.5. Cenni sui meccanismi economici di riferimento
- 4.6 Disposizioni per gli impianti entrati in esercizio prima del 1° gennaio 2008
- 4.7 Condizioni di non cumulabilità degli incentivi
- 4.8 Quote di produzione obbligate di energia rinnovabile
- 4.9 Indicazioni per impianti ibridi e scambio sul posto
- 4.10 Ipotesi di lavoro
- 4.11 Valutazione della producibilità e della convenienza economica
- 4.12 Disciplina per l'ambito del territorio del Comune di Teora
- 4.13 Vincoli territoriali per gli aerogeneratori - Aree non idonee

#### **5.0 ENERGIA DERIVANTE DALLE BIOMASSE**

- 5.1. Premessa
- 5.2 Indicazioni specifiche per l'incentivazione delle biomasse
- 5.3 Tariffa onnicomprensiva biomasse
- 5.4 Descrizione delle potenzialità del settore
- 5.5. La situazione per il Comune di Teora
- 5.6 Disciplina per l'ambito del territorio del Comune di Teora

#### **6.0 LA CERTIFICAZIONE ENERGETICA DEGLI EDIFICI**

#### **7.0 PROMOZIONE DELLO SVILUPPO ENERGETICAMENTE SOSTENIBILE**

## **Introduzione**

Il Piano Energetico Comunale (PEC) fu istituito come adempimento obbligatorio dalla Legge 10/91 concernente le "Norme in materia di uso razionale dell'energia, di risparmio energetico e di sviluppo delle fonti rinnovabili di energia" all'art.5 "Piani Regionali", che costituisce il punto di riferimento fondamentale per la stesura dello stesso. In particolare, il comma 5 prescrive che "I Piani Regolatori Regionali Generali dei Comuni con popolazione superiore a 50.000 abitanti, devono prevedere uno specifico Piano a livello comunale ...".

Il PEC può essere considerato un Documento di censimento dei fabbisogni energetici del Comune di competenza, finalizzato all'individuazione del bilancio energetico attuale e alla programmazione razionale di interventi tesi al risparmio energetico ed all'uso di fonti rinnovabili, con conseguenti ripercussioni positive sulla tutela dell'ambiente. Come genericamente indicato nel suddetto articolo 5, lo scopo della pianificazione del sistema energetico locale, infatti, è garantire lo sviluppo efficiente e sostenibile e ridurre i consumi di combustibili fossili e le emissioni di gas serra, inserendosi nel territorio considerato coerentemente alle principali variabili socio-economiche caratterizzanti lo stesso.

La redazione del PEC consente di fotografare l'attuale situazione energetica del Comune, quale punto di partenza per prospettare lo scenario futuro di impiego delle risorse energetiche, definito in riferimento a un quadro di azioni concrete ben delineate.

L'importanza attribuita al PEC, nell'ambito della gestione delle fonti energetiche su scala locale, conferisce ai Comuni un ruolo rilevante nell'applicare gli indirizzi di politica energetica europea e nazionale. Nonostante gli obblighi imposti a livello comunitario, l'Italia gode di un'ampia discrezionalità nel gestire la situazione energetica nazionale, potendo così adottare le azioni per adattarsi alle specifiche identità energetiche presenti nel Paese.

Le normative e i successivi procedimenti applicativi emanati non hanno vincolato la struttura del PEC, che rimane pertanto condizionato dagli obiettivi piuttosto generali riportati nella Legge 10/91, riferimento ancora oggi fondamentale per l'elaborazione dei contenuti. La mancanza di indicazioni specifiche offre ai Comuni la possibilità contestuale di godere di grande potere decisionale, non solo nelle scelte di redazione del Documento, ma ancora più nella gestione efficiente delle proprie risorse energetiche, in considerazione dei soggetti socio-economici e produttivi presenti nei territori.

Il percorso di elaborazione del PEC richiede, pertanto, un approccio globale, che mette in sinergia l'economia, l'industria, l'ecologia, l'innovazione, i soggetti pubblici e privati, il quadro normativo e programmatico, le istituzioni, le risorse energetiche.

## **1. RIFERIMENTI NORMATIVI**

### **1.1. LA DISCIPLINA NAZIONALE**

La normativa nazionale inerente al settore comprende anche aspetti rivolti a promuovere il risparmio energetico e l'utilizzo delle fonti rinnovabili.

Di seguito, sono richiamate le principali norme ad oggi vigenti a livello nazionale in proposito:

- La legge 9/1/1994 n. 9 concernente "Norme per l'attuazione del nuovo Piano energetico nazionale: aspetti istituzionali, centrali idroelettriche ed elettrodotti, idrocarburi e geotermia, autoproduzione e disposizioni fiscali";

- La legge 9/1/1991 n. 10 concernente "Norme per l'attuazione del Piano energetico nazionale in materia di uso razionale dell'energia, di risparmio energetico e di sviluppo delle fonti rinnovabili di energia". Della legge 10/91 si richiama in particolare l'art. 5 che definisce i contenuti dei Piani energetici regionali e, al comma 5, la disposizione, per gli strumenti urbanistici generali dei comuni con popolazione maggiore di 50.000 ab., di uno specifico piano relativo all'uso delle fonti rinnovabili di energia;
- In applicazione della legge 10/91 è stato inoltre emanato il D.P.R. 26/8/993 n. 412 concernente "Regolamento recante norme per la progettazione, l'installazione, l'esercizio e la manutenzione degli impianti termici degli edifici ai fini del contenimento dei consumi energia, in attuazione dell'art. 4, comma 4, della legge 9/1/91 n. 10", successivamente modificato e integrato dal D.P.R. 551 in data 21/12/99;
- Il C.I.P.E., con deliberazione n. 126 in data 6/8/99, ha approvato Libro Bianco per la valorizzazione energetica delle fonti rinnovabili della Commissione europea del 26/11/1997;
- Il Decreto M.I.C.A. 24/4/2001, che individua gli obiettivi quantitativi nazionali di risparmio energetico e sviluppo delle fonti rinnovabili di cui all'art. 16, comma 4, del decreto legislativo 23/5/2000, n. 164;
- Il Decreto M.I.C.A. 24/4/2001, che individua gli obiettivi quantitativi per l'incremento dell'efficienza energetica negli usi finali ai sensi dell'art. 9, comma 1, del decreto legislativo 16/3/99, n. 79.

## 1.2. LA DISCIPLINA REGIONALE

A livello regionale, lo strumento d'indirizzo per la sostenibilità energetica della Regione Campania è di certo rappresentato dalle "Linee guida in materia di politica regionale e di sviluppo sostenibile nel settore energetico", approvate con il **D.G.R. 4818 del 25/10/2002**

Le linee guida hanno definito gli obiettivi, le strategie e le politiche del territorio della Campania, puntando prioritariamente alla riduzione del deficit del bilancio elettrico, con l'introduzione di interventi sia dal lato dell'offerta che dei consumi.

La necessità esistente che vede una soluzione soprattutto nell'aumento dell'offerta di energia elettrica, ha portato la Regione Campania ad integrare successivamente le Linee Guida con il **D.G.R. 3533 del 5/12/2003** che ha approvato l'"Analisi del fabbisogno di energia elettrica in Campania: bilanci di previsione e potenziamento del parco termoelettrico regionale", definendo così le esigenze del comparto generativo termoelettrico regionale.

La Regione Campania nel luglio 2004 ha poi adottato la procedura per l'autorizzazione degli impianti che secondo il **D.Lgs. 29 dicembre 2003 n. 387**, all'art. 12 prevede un procedimento conclusivo, la "Conferenza di Servizi", per semplificare l'iter amministrativo, da sempre problematico per gli operatori, compresi quelli del settore eolico. In seguito con la **Legge n. 244/07**, le competenze autorizzative sono state delegate dalle Regioni esclusivamente alle Province, modificando il suddetto articolo. Le difficoltà esistenti nelle procedure autorizzative del comparto delle rinnovabili hanno portato poi all'approvazione nel Luglio del 2006 delle "Linee guida per lo svolgimento del procedimento unico relativo alla installazione di impianti per la produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile".

Le competenze regionali sono state poi nuovamente estese dal D. Lgs 311/06, quale integrazione e modifica del precedente D. Lgs. 19 agosto 2005, n. 192, che prevede interventi volti all'efficienza energetica, mirati soprattutto al comparto edilizio.

La normativa nazionale chiedeva poi la predisposizione di sistemi di certificazione e di controllo che la Regione Campania ha istituito attraverso le Linee Guida per lo svolgimento del Procedimento Unico di cui al comma 3 dell'art. 6 del D.Lgs. 29 dicembre 2003 n.387. Considerata la mancanza di indirizzi specifici nazionali e il più veloce dinamismo normativo comunitario, recepito a livello nazionale ma devoluto su scala regionale, anche la Regione Campania ha emanato le Linee Guida nel 2006, che dopo qualche anno di applicazione hanno richiesto aggiornamenti, dovuti anche all'esperienza maturata nel contempo.

Pertanto, la DGR 962 del 30/05/2008 nell'ambito dell'aggiornamento del PASER 2008-2011 ha predisposto e approvato le nuove "Linee di Indirizzo strategico del Piano Energetico Ambientale Regionale", modificando alcune parti dell'art. 12 del D. Lgs 387/03.

Il comma 8 dell'art. 20 della Legge Regionale 20 gennaio 2008 n. 1, legge finanziaria 2008 della Regione Campania, aveva intanto previsto l'adozione del Piano energetico ambientale regionale (PEAR), che "costituisce urgente ed inderogabile necessità di disciplina della materia energetica in Campania": la procedura di approvazione è stata definita al comma 9 dello stesso articolo.

La Regione Campania pone così le basi per una politica energetica dagli obiettivi ben definiti, che sostengano la produzione e l'utilizzo di fonti energetiche rinnovabili, l'installazione di impianti nelle strutture produttive, creando altresì un sistema campano di imprese ad alto contenuto tecnologico nel settore delle fonti rinnovabili e dell'efficienza energetica.

Anche il Comune di Teora (AV) non si sottrae a questi impegni e contribuisce alla realizzazione degli obiettivi comuni seguendo un'ottica di integrazione, attraverso una pianificazione energetica ben articolata che traduce coerentemente al PEAR, gli obiettivi in impegni specifici, al 2013 e al 2020.

Il riferimento principale per l'elaborazione del PEC è ancora costituito dalle Leggi n°9 e n°10 del 1991, che nel dettare le norme dei Piani energetici, estendono anche i Comuni, l'obbligo di predisporre una pianificazione energetica dei propri territori. In particolare, l'articolo 5 della Legge n.10 del 91 prevede che "I piani regolatori generali dei comuni di cui alla legge 17 agosto 1942, n. 1150, e successive modificazioni e integrazioni, devono prevedere uno specifico piano a livello comunale relativo all'uso delle fonti rinnovabili di energia".

## **2. LE FONTI RINNOVABILI DI ENERGIA O ASSIMILATE**

Sono considerate fonti rinnovabili di energia o assimilate (L. 10/91, art. 1, comma 3):

1. l'energia solare;
2. l'energia eolica;
3. l'energia idraulica;
4. le risorse geotermiche;
5. le maree, il moto ondoso;
6. la trasformazione dei rifiuti organici ed inorganici o di prodotti vegetali.

L'energia solare ed eolica sono quelle che maggiormente interessano il territorio del Comune di Teora (AV).

Sono considerate altresì fonti di energia assimilate alle fonti rinnovabili di energia:

- a) la cogenerazione, intesa come produzione combinata di energia elettrica o meccanica e di calore;
- b) il calore recuperabile nei fumi di scarico e da impianti termici, da impianti elettrici e da processi industriali;
- c) le altre forme di energia recuperabile in processi, in impianti e in prodotti ivi compresi;
- d) i risparmi di energia conseguibili nella climatizzazione e nell'illuminazione degli edifici con interventi sull'involucro edilizio e sugli impianti.

### **3.0 ENERGIA SOLARE**

#### **3.1 Premessa**

Questo tipo di fonte rinnovabile appare, alla luce del Piano Energetico Ambientale della Regione Campania, di grande interesse proprio per il particolare contributo, nell'ambito di una sovrapproduzione energetica su scala regionale, che tale tipo di fonte rinnovabile può costituire ai fini di una diminuzione delle emissioni in atmosfera di tipo puntuale e cioè di quelle derivanti dagli impianti di riscaldamento delle abitazioni o dei condomini. Questa impostazione si trova anche nella corresponsione dei contributi comunitari destinati a coprire parzialmente le spese di installazione degli impianti ad energia solare e che, nel caso del fotovoltaico, può giungere al 50%.

#### **3.2 Descrizione della risorsa**

##### **3.2.1 Fenomenologia**

L'energia radiativa emessa dal sole si propaga nello spazio senza interferenze fino al raggiungimento dei pianeti. In prossimità del pianeta Terra, la presenza dell'atmosfera comincia a determinare una interferenza alla propagazione dell'energia raggiante, con il risultato di un suo parziale assorbimento ed una parziale diffusione per riflessione. Poiché l'aria atmosferica è trasparente alla radiazione, salvo questa modesta interferenza descritta, la maggior parte dell'energia che arriva al limite dell'atmosfera raggiunge il suolo terrestre. Questa energia non solo è minore quantitativamente ma anche qualitativamente dell'energia extraterrestre, in quanto alcune lunghezze d'onda subiscono un maggiore assorbimento nell'attraversamento dell'atmosfera.

Il 48% della potenza irradiata ricade nella banda del visibile (lunghezze d'onda tra 0,38 e 0,78 nm, che danno all'occhio umano la sensazione della luce di diverso colore); il 45,6% nella banda dell'infrarosso (lunghezze d'onda maggiori di 0,78 nm) e solo una piccola parte nella banda dell'ultravioletto (lunghezze d'onda minori di 0,38 nm).

In termini quantitativi la "sorgente" energetica sole potrebbe soddisfare da sola tutta la nostra richiesta di energia necessaria per le esigenze di comfort e sviluppo. Essa presenta inoltre il grande vantaggio di essere pulita (non inquinante), disponibile gratuitamente in quantità praticamente illimitata nel tempo, e distribuita uniformemente sul territorio in quantità anche considerevole in valore assoluto.

Esistono però alcuni fattori che riducono la potenzialità di tale fonte. Essa non è direttamente controllabile dall'uomo, ha un carattere periodico (si pensi alla variabilità stagionale e giornaliera), dipende dalle condizioni meteorologiche e dalla posizione della specifica località; si presenta con una bassa densità energetica. Questi svantaggi

possono essere superati solo sviluppando al meglio idonei sistemi di captazione, concentrazione ed accumulo.

La captazione consiste nell'esporre alla radiazione solare una piastra di materiale assorbente che converta la radiazione in calore o direttamente in elettricità; la conversione è limitata in temperatura o in tensione dall'essere il flusso della radiazione incidente, detto **irradianza**, non superiore a 1 kW/m<sup>2</sup>. Per aumentare tale flusso ed ottenere una conversione con produzione di calore a maggior temperatura o elettricità a maggior intensità, la radiazione può essere concentrata con mezzi ottici, cioè per riflessione di superfici che la ricevano e la riflettano focalizzandola in un'area minore. Il rapporto di concentrazione è pressappoco il rapporto tra l'area di riflessione e l'area di focalizzazione dell'energia riflessa, al netto delle perdite che si hanno nella riflessione. L'accumulo del calore convertito consiste nel disporre di masse opportune che vengano riscaldate e possano mantenere l'energia termica alla temperatura del conferimento per un periodo sufficientemente lungo prima di cederla ad un utilizzatore.

### 3.2.2 Quantificazione della risorsa

Si può quantificare l'energia solare disponibile al suolo partendo dal valore che essa ha al limite dell'atmosfera e riducendolo opportunamente per ottenere il valore che raggiunge il suolo terrestre.

Si definisce **irradianza normale extratmosferica**,  $I_0$ , l'energia solare incidente nell'unità di tempo su una superficie di area unitaria disposta normalmente ai raggi solari ed al limite dell'atmosfera terrestre (W/m<sup>2</sup>). Essa dipende dall'energia emessa dal sole e dalla distanza tra il Sole (sorgente) e la Terra (ricevitore). Pur ritenendo costante in prima approssimazione l'energia emessa dal sole, l'eccentricità dell'orbita della terra intorno al sole determina una distanza mutua che varia durante l'anno (1,7%). E' comunque possibile attribuire a  $I_0$  un valore medio durante l'anno, che si può assumere pari a 1.367 W/m<sup>2</sup>.

L'**irradianza globale** istantanea incidente su una superficie comunque orientata e inclinata ( $I$ ), espressa in W/m<sup>2</sup>, è somma della **componente diretta** ( $I_d$ ), della componente diffusa ( $I_f$ ) e della componente riflessa dal terreno e da altre superfici ( $I_r$ ). I valori di irradianza su superfici orizzontali o verticali orientate nelle varie direzioni sono desumibili dai dati climatici della località.

Per i calcoli di programmazione energetica sono sufficienti i valori di irradianza globale su superfici orizzontali e su superfici verticali orientate a Sud, laddove per i calcoli impiantistici particolari sono necessari i dati per tutte le esposizioni.

In alternativa all'irradianza, che è una potenza per unità di superficie, ci si può riferire **all'irradiazione**, energia per unità di superficie, misurabile in MJ/m<sup>2</sup> ovvero kWh/m<sup>2</sup>.

Per il territorio italiano, per un immediata valutazione della disponibilità teorica della risorsa solare in termini di potenza o di energia per unità di superficie si può ricorrere alle seguenti formulazioni approssimate.

Si ricorda che le valutazioni di programmazione territoriale ammettono, per loro natura, approssimazioni maggiori di quelle richieste dalla progettazione ingegneristica di singoli sistemi.

a) *Ir radianza globale alle ore 12 del solstizio di estate (valore massimo) su superficie orizzontale:*

$$I_{0h} = I_0 \cdot 0,81^{\cos^2(L-23)} \cdot \cos(L-23) \text{ (W/m}^2\text{)} \quad (1.1)$$

dove  $L$  è la latitudine del luogo in gradi;  $23$  è la latitudine del Tropico settentrionale approssimata al grado;  $0,81$  un coefficiente adimensionale che tiene conto sia della trasparenza che della riflessione-diffusione atmosferica in condizioni di sereno.

*b) Irradianza globale alle ore 12 del solstizio di estate su superficie verticale esposta a sud:*

$$I_{VS} = I_0 \cdot 0,81^{\cos(L-23)} \cos[90-(L-23)] + 30\% \text{ (W/m}^2\text{)} \quad (1.2)$$

L'incremento percentuale tiene conto della riflessione media di radiazione dal suolo circostante.

*c) Irradianza globale alle ore 12 del solstizio di estate su superficie esposta a sud ma inclinata di  $\alpha$  sull'orizzontale:*

$$I_{\alpha S} = I_0 \cdot 0,81^{\cos(L-23)} \cos[\alpha-(L-23)] + 30\% \text{ (W/m}^2\text{)} \quad (1.3)$$

*d) Irradianza globale alle ore 12 del solstizio di estate su superficie esposta a sud ma inclinata di  $L$  sull'orizzontale:*

$$I_{LS} = I_0 \cdot 0,81^{\cos(L-23)} \cos 23 + 15\% \text{ (W/m}^2\text{)} \quad (1.4)$$

*e) Irradiazione annuale globale su superficie orizzontale:*

$$E_{OR} = 1.900 I_{OR} \text{ (kWh/m}^2\text{anno)} \quad (1.5)$$

*f) Irradiazione globale su superficie esposta a sud inclinata di  $L$  sull'orizzontale:*

$$E_{LS} = 2.000 I_{LS} \text{ (kWh/m}^2\text{anno)} \quad (1.6)$$

Nelle due ultime formule  $I_{OR}$  e  $I_{LS}$  devono essere misurati in  $\text{kWh/m}^2$ ; i coefficienti  $1.900$  e  $2.000$  rappresentano ore di insolazione equivalente.

### 3.3 Tecnologie di impiego dell'energia solare

#### 3.3.1 Captatori solari a bassa temperatura

##### 3.3.1.1 Descrizione

I captatori solari a bassa temperatura sono l'elemento principale di tutti gli impianti che utilizzano l'energia solare per la conversione in energia termica. La loro finalità è raccogliere l'energia raggiante del sole e trasferirla ad un fluido utilizzato per il riscaldamento e la climatizzazione di abitazioni e/o per il riscaldamento di acqua per uso domestico, sanitario, sportivo od industriale. La radiazione solare su di essi incidente è dell'ordine di  $1 \text{ kW m}^{-2}$  e le temperature raggiungibili dal fluido non superano mai i  $100^\circ\text{C}$ .

Il più noto captatore solare a bassa temperatura è il pannello solare o collettore solare. Esso è generalmente costituito da una piastra canalizzata, generalmente di rame o di alluminio, in cui una faccia è annerita ed esposta alla radiazione solare. L'altra faccia è isolata posteriormente dall'ambiente mediante uno strato di isolante (lana di vetro o poliuretano espanso). Anteriormente il pannello è ricoperto da una o più coperture trasparenti che hanno lo scopo di limitare le perdite termiche per convezione e irradiazione dalla faccia superiore della piastra. Tali coperture devono essere trasparenti alla radiazione solare mentre devono risultare opache per la radiazione infrarossa emessa dalla piastra che si riscalda. Il vetro è il materiale che offre queste garanzie

Esposto alla radiazione solare il pannello si riscalda e cede energia termica al fluido termovettore che circola nella piastra. Energia termica viene poi scambiata dal fluido termovettore con il liquido del circuito utilizzatore (ad esempio acqua di un impianto di riscaldamento).

Considerata la variabilità giornaliera della fonte energetica primaria sole, ad ogni sistema a pannelli solari può essere accoppiato un accumulatore di calore (ad esempio un contenitore coibentato) che ha lo scopo di accumulare energia termica quando ne viene convertita di più di quanta ne venga utilizzata, e rendere tale energia termica disponibile quando l'irradiazione solare è insufficiente o assente.

Una seconda applicazione termica a bassa temperatura dell'energia è costituita dall'architettura passiva, cioè dalla possibilità di progettare edifici in modo da rendere massimo l'apporto dell'energia solare per la loro climatizzazione. Tra i sistemi e captatori solari passivi distinguiamo le finestre (sistemi a guadagno diretto), le pareti ad accumulo, i camini solari.

Ampie superfici di vetrate esposte a sud consentono elevati valori di guadagno di energia solare per il riscaldamento invernale e la struttura dell'ambiente funge in tal caso da accumulatore.

Le stesse vetrate devono essere protette dalla radiazione solare durante l'estate al fine di evitare surriscaldamenti dell'ambiente. Ciò può essere ottenuto con oggetti orizzontali o schermi (tapparelle, ecc.).

Le pareti ad accumulo sono pareti esposte a sud, la cui faccia esterna è annerita, in modo da aumentare l'assorbimento della radiazione solare, e protetta da una o più superfici trasparenti alla radiazione solare. Le pareti presentano una elevata capacità termica, fungono da accumulatore e trasferiscono energia termica all'ambiente interno. Con aperture poste in alto ed in basso della parete, è possibile anche far circolare aria dall'ambiente tra l'accumulatore e la superficie trasparente, riscaldarla e contribuire al riscaldamento. Per ridurre le perdite della parete accumulatore, durante la notte è necessario aumentare l'isolamento termico verso l'esterno.

Nel camino solare il sistema di captazione è sprovvisto di inerzia termica ed è separato dal sistema di accumulo. L'aria circola tra una parete isolata e la superficie trasparente esterna e si riscalda. L'accumulo termico avviene nel soffitto e nelle altre pareti dell'ambiente.

Un collettore solare ideale è quello che riesce a captare tutta l'energia solare su di esso incidente ed a trasferirla al fluido termovettore. Nella realtà solo una parte dell'energia incidente (diretta, diffusa e riflessa) riesce ad essere trasferita. Se indichiamo con  $Q_u$  l'energia per unità di tempo utile ceduta al fluido (W), possiamo definire un rendimento di prestazione del collettore come rapporto fra l'energia utile raccolta in un certo periodo di tempo e l'energia solare incidente nello stesso periodo.

L'energia per unità di tempo  $Q_u$  (W) è:

$$Q_u = Q_a - Q_p$$

dove  $Q_a$  è l'energia per unità di tempo assorbita dal collettore (W) e  $Q_p$  è quella persa, per convezione, conduzione ed irraggiamento verso l'ambiente esterno (W).

La quantità di energia assorbita da un collettore solare dipende dalle caratteristiche ottiche dei materiali che lo compongono, in particolare dal coefficiente di trasmissione della radiazione solare ( $\tau$ ) della copertura del collettore, e dal coefficiente di assorbimento della radiazione solare ( $\alpha$ ) della piastra; e pertanto dal loro prodotto valutato per incidenza normale ( $\tau\alpha$ ). Per una copertura con lastra di vetro di 4 mm e per una piastra assorbente nera, ( $\tau\alpha$ )<sub>n</sub> assume il valore di 0,80.

Il coefficiente di trasmissione  $\tau$  di una copertura diminuisce rapidamente all'aumentare dell'angolo di incidenza della radiazione solare e del numero di coperture. Anche il coefficiente di assorbimento diminuisce all'aumentare dell'angolo di incidenza. Rispetto ad un'incidenza normale tale riduzione è trascurabile fino ad angoli di incidenza di circa 40°.

L'energia perduta dipende dalla temperatura della piastra, dalle proprietà radiative della piastra e della copertura trasparente, dalle condizioni ambientali (temperatura dell'ambiente e temperatura equivalente della volta celeste, velocità del vento). La temperatura della piastra dipende a sua volta dalla temperatura di ingresso del fluido termovettore nel collettore e dalla quantità di fluido termovettore che circola (portata del fluido espressa in kg/s).

L'energia per unità di tempo dispersa dal collettore solare è valutabile con la relazione:

$$Q_p = U_c A_c (T_p - T_a)$$

dove  $U_c$  è il coefficiente di scambio termico globale tra la piastra e l'aria o coefficiente di perdita ( $W/m^2 \text{ } ^\circ C$ ),  $T_p$  è la temperatura media della piastra ( $^\circ C$ ),  $T_a$  è la temperatura dell'aria ambiente ( $^\circ C$ ) ed  $A_c$  l'area della superficie captante ( $m^2$ ).

### 3.3.1.2 Prestazioni

L'efficienza istantanea del captatore può essere espressa da:

$$\epsilon = F_R(\tau\alpha)_n - [F_R U_c (T_f - T_a)] / I$$

in cui  $T_f$  è la temperatura del fluido termovettore all'ingresso nel collettore,  $F_R(\tau\alpha)_n$  (adimensionale) e  $F_R U_c$  ( $W/m^2 \text{ } ^\circ C$ ) sono dei parametri, di captazione e di perdita rispettivamente, di seguito esposti.

Per i collettori con fluido vettore *liquido* vengono forniti i seguenti valori indicativi:

	$F_R (\tau\alpha)_n$	$F_R U_c (W m^{-2} \text{ } ^\circ C)$
<i>piastra non selettiva, 1 vetro</i>	0.85	7.5
<i>piastra selettiva, 1 vetro</i>	0.85	4.5
<i>piastra non selettiva, 2 vetri</i>	0.75	5.0
<i>piastra selettiva, 2 vetri</i>	0.75	3.5

Per i collettori con fluido vettore *aria* vengono forniti i seguenti valori indicativi:

	$F_R (\tau\alpha)_n$	$F_R U_c (W m^{-2} \text{ } ^\circ C)$
<i>piastra non selettiva, 1 vetro</i>	0.60	5.0
<i>piastra selettiva, 1 vetro</i>	0.60	3.0
<i>piastra non selettiva, 2 vetri</i>	0.50	3.5
<i>piastra selettiva, 2 vetri</i>	0.50	2.5

Dalla conoscenza del rendimento istantaneo  $\epsilon$  è possibile valutare la potenza termica istantanea captata  $Q_{capt}$  (W) da un collettore di area  $A_c$  (m<sup>2</sup>) su cui incida la irradianza  $I$  (W/m<sup>2</sup>):

$$Q_{capt} = A_c \epsilon I \text{ (W)}$$

### 3.3.1.3 Limitazioni termofisiche

Quando l'irradiazione è inferiore ad un determinato limite, il rendimento può assumere valori negativi. In effetti il collettore fornisce energia utile solo quando  $I$  è maggiore di un valore critico, il quale è tanto maggiore quanto maggiore è la differenza  $(T_f - T_a)$ . Questo fatto determina delle limitazioni di uso dei captatori piani.

Essi possono essere usati con maggiore efficienza nelle applicazioni a bassa temperatura  $T_f$  anche in presenza di una bassa  $T_a$ , ad esempio in inverno.

Nella programmazione territoriale, salvo progetti specifici, è opportuno limitarsi ai seguenti usi (con  $T_{fu}$  si intende la temperatura di uscita del fluido termovettore dal captatore solare, necessaria al trasferimento di calore nella particolare applicazione):

- riscaldamento di piscine ( $T_f = 25^\circ\text{C}$ ;  $T_{fu} = 30^\circ\text{C}$ );
- produzione di acqua calda sanitaria ( $T_f = 30^\circ\text{C}$ ;  $T_{fu} = 45^\circ\text{C}$ );
- riscaldamento ambientale mediante ventilconvettori ( $T_f = 40^\circ\text{C}$ ;  $T_{fu} = 50^\circ\text{C}$ );
- altre preparazioni tecnologiche (ad esempio nell'industria alimentare) ( $T_f \leq 40^\circ\text{C}$ ;  $T_{fu} < 50^\circ\text{C}$ );
- preriscaldamenti vari ( $T_f \leq 40^\circ\text{C}$ ;  $T_{fu} \leq 50^\circ\text{C}$ ).

Introduciamo allora l'**utilizzabilità dell'energia**  $\phi$  come frazione di energia solare utilmente captata, rispetto a quella ricevuta con intensità superiore ad un livello critico, per il quale  $\epsilon$  sia positivo.

Definendo un valore di  $\phi$  medio annuale,  $\phi_a$ , esso rappresenta il rendimento medio di captazione positiva: moltiplicando  $\phi_a$  per l'irradiazione annuale ricevuta da una superficie al suolo terrestre, si ottiene l'energia annuale utile trasferibile all'utilizzatore.

In prima approssimazione, valida per gli scopi della pianificazione territoriale nel territorio italiano, ma non per il calcolo impiantistico:

$$\phi_a = 0,60 \text{ per } T_f = 25^\circ\text{C}; T_{fu} = 30^\circ\text{C}$$

$$\phi_a = 0,45 \text{ per } T_f = 30^\circ\text{C}; T_{fu} = 45^\circ\text{C}$$

$$\phi_a = 0,35 \text{ per } T_f = 40^\circ\text{C}; T_{fu} = 50^\circ\text{C}$$

nel caso di captatore orizzontale ed esposto a sud con inclinazione sull'orizzontale pari a  $L \pm 10\%$  ( $L$  è la latitudine del luogo).

### 3.3.1.4 Altre limitazioni

La principale limitazione non termodinamica sta nel fatto che le superfici al suolo terrestre, dove possono essere sistemati i captatori (la superficie del suolo o delle coperture o delle facciate degli edifici) ancorché libere da altri usi o funzioni, non sono completamente ricopribili di captatori. Infatti, a meno di non distendere i captatori su tali superfici, essi devono essere installati in modo da non proiettare ombra su quelli contigui.

Nel caso di captatore installato al suolo o su copertura orizzontale ed esposto a sud con inclinazione sull'orizzontale pari a  $L \pm 10\%$ , la ricopribilità, definita come rapporto tra la superficie captante e quella area su cui è sistemata al fine di non ombreggiare i captatori contigui, risulta mediamente di 0,60 per le latitudini italiane.

### 3.3.1.5 Impatto ambientale

L'unico impatto ambientale può essere quello visivo; nelle norme comunali di attuazione del piano energetico o nei piani paesaggistici possono essere indicate le modalità di installazione che minimizzino tale impatto e impongano limitazioni dimensionali (soprattutto in altezza).

Può essere favorito allo scopo l'inserimento dei captatori negli elementi di copertura o di facciata, anche allo scopo di ridurre i costi delle medesime, nel caso di nuove costruzioni. Si tenga presente che tale installazione presenta difficoltà per assicurare la tenuta all'aria e all'acqua delle coperture e facciate e che quindi la piastra captante deve essere trattata con la tecnologia dell'inserimento nei telai delle facciate continue o degli infissi.

### 3.3.2 Celle fotovoltaiche per la conversione diretta

#### 3.3.2.1 Descrizione

Con questa tecnologia si sfrutta la proprietà di alcuni materiali, tra i quali il silicio, di generare energia elettrica quando vengono colpiti dalla radiazione solare. Rappresenta pertanto una tecnologia che permette di ottenere dal sole direttamente energia elettrica.

Un impianto fotovoltaico è costituito da celle fotovoltaiche, componenti semiconduttori che realizzano la conversione diretta di energia solare in energia elettrica, inserite in moduli, connesse elettricamente tra loro e racchiuse in un involucro sigillato. Più moduli sono inseriti in un pannello e sono esposti alla radiazione solare. Altri componenti dell'impianto sono un sistema di accumulo, costituito da batterie di accumulatori, con il compito di volano tra l'energia generata dal campo e quella richiesta dal carico, ed un inverter che trasforma la corrente continua generata dall'impianto in corrente alternata.

Le celle fotovoltaiche sono in genere costituite da uno dei seguenti materiali: silicio, fosforo di indio, arseniuro di gallio, tellurio di cadmio, fosforo di gallio, solfuro di cadmio.

Quello più utilizzato è però il silicio che ha anche il valore di efficienza teorica della conversione più alto (24%). Prove eseguite in laboratorio hanno dimostrato che difficilmente il valore dell'efficienza di conversione supera il 18%. In ogni caso i materiali impiegati devono essere molto puri.

#### 3.3.2.2 Prestazioni

Le prestazioni della singola cella sono valutate in termini di rendimento  $\epsilon_{cel}$  definito come:

$$\epsilon_{cel} = P_{cel} / [A_{cel} I]$$

dove  $P_{cel}$  è la potenza elettrica (W) fornita dalla cella e  $A_{cel}$  l'area della cella ( $m^2$ ) esposta alla radiazione solare di irradianza  $I$ .

Il rendimento di un modulo costituito da  $n$  celle e di area totale  $A$  è:

$$\epsilon_{mod} = P_{cel} n / [A_{mod} I] = FR \epsilon_{cel}$$

con  $FR$  fattore di riempimento del modulo pari a:

$$FR = n (A_{cel} / A_{mod})$$

Le prestazioni globali di un impianto fotovoltaico possono essere condotte con metodi basati sull'utilizzabilità della radiazione solare. Il metodo proposto si basa sull'ipotesi di carico elettrico costante.

L'energia elettrica del giorno medio del mese,  $E_e$  (kWh), fornita da un campo fotovoltaico in cui  $A = \Sigma A_{mod}$  e l'irradiazione media giornaliera del mese sia  $E_s$  (kWh/m<sup>2</sup>), è pari a:

$$E_e = A \epsilon_{mod} E_s$$

dove  $\epsilon_{mod}$  è il rendimento medio annuale del modulo (si applica con sufficiente approssimazione anche al mese) che può essere assunto, per le tecnologie commercialmente disponibili:

silicio monocristallino  $\epsilon_{cel} = 0,13$ ;  $\epsilon_{mod} = 0,12$  (per celle quadrate)

silicio policristallino  $\epsilon_{cel} = 0,11$ ;  $\epsilon_{mod} = 0,10$  (per celle quadrate)

silicio amorfo  $\epsilon_{cel} = 0,07$ ;  $\epsilon_{mod} = 0,07$ .

Moltiplicando il valore  $E_e$  per i giorni del mese si ottiene l'energia elettrica media del mese.

Analogamente si può estendere la procedura al calcolo annuale, per cui:

$$E_e = A \epsilon_{ann} E_s.$$

In questo caso  $E_e$  e  $E_s$  sono rispettivamente l'energia elettrica annualmente convertita e l'energia solare annualmente captata (kWh).

### 3.3.2.3 Limitazioni

Al contrario dei captatori termici, le celle fotovoltaiche non presentano limitazioni termofisiche; quando arriva radiazione esse la convertono in elettricità senza necessità di superamento di valori di soglia o critici.

Sussistono però le medesime limitazioni di ricopribilità nella stessa misura del 60% delle coperture piane per moduli inclinati di  $\pm 10\%$  sull'orizzontale.

### 3.3.2.4 Impatto ambientale

Si possono fare le stesse considerazioni già svolte per i captatori termici. Poiché l'energia da trasportare è quella elettrica, non già quella interna termica di un fluido, le connessioni all'utilizzazione sono più semplici: ciò determina una maggiore flessibilità di adattamento spaziale dei moduli fotovoltaici, che possono assumere configurazioni anche di interesse architettonico e funzionale, come coperture di parcheggi, di aree di servizio ecc.

## 3.4 Valutazione del potenziale dell'energia solare della Regione Campania

### 3.4.1 Solare termico

L'energia solare, contrariamente ad altre fonti rinnovabili, si caratterizza per una diffusione piuttosto omogenea in ambiti territoriali di grandi dimensioni come ad esempio quello regionale.

L'energia solare presenta, infatti, una variabilità molto modesta in funzione della latitudine, fatta eccezione per particolari situazioni microclimatiche locali, relative, ad esempio, ad una orografia sfavorevole che provochi ombreggiamenti per periodi prolungati di tempo durante la giornata o consenta la formazione diurna di nuvole.

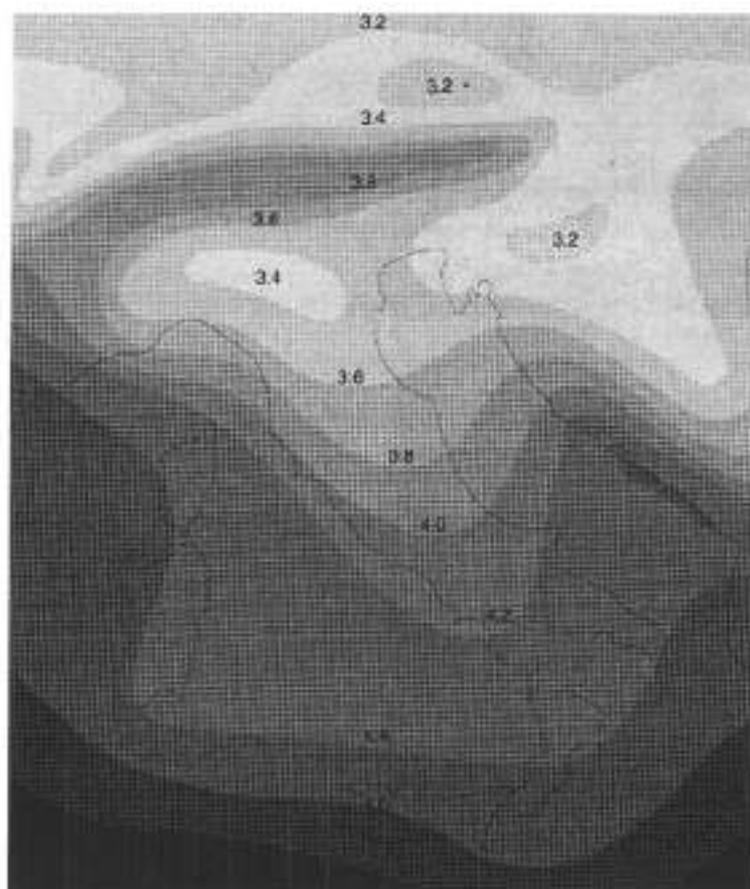


Fig. 1 – Carta solare italiana (kWh/m<sup>2</sup> giorno)

A conferma di ciò, si può rilevare dalla carta solare di Fig. 1 come nella Regione Campania il valore medio annuale della irradiazione globale solare incidente sul piano orizzontale sia compreso sostanzialmente tra 4.0 e 4.2 kWh/m<sup>2</sup> giorno, corrispondenti a 1.460 – 1.533 kWh/m<sup>2</sup> anno, con una variazione massima tra le varie zone della Regione del 5%.

I valori assoluti della irradiazione solare registrati in Campania sono quelli tipici del clima mediterraneo soleggiato, che privilegia principalmente le zone costiere le quali, per il benefico effetto termico del mare, godono di una minore copertura durante l'inverno e nelle stagioni intermedie, ed in estate sono meno soggette a formazioni nuvolose. Queste ultime tendono per lo più a concentrarsi sui rilievi, soprattutto in estate, per la condensa pomeridiana delle brezze del mare o delle vallate. La riduzione dell'irradiazione solare dovuta alle nuvole ed al cielo coperto in prossimità dei rilievi è stimata dell'ordine del 10%.

L'analisi della distribuzione dei 511 comuni della Regione Campania per zone climatiche (v. Tab. I) mostra, infatti, che l'87% dei comuni è compreso all'interno delle zone "C" e "D", con un numero di gradi giorno (Gg) inferiore, quindi, a 2100, mentre solo il Comune di Trevico (AV), con 3445 Gg, ricade nella zona "F".

	Zona climatica					
	A $G_g \leq 600$	B $600 < G_g \leq 900$	C $900 < G_g \leq 1400$	D $1400 < G_g \leq 2100$	E $2100 < G_g \leq 3000$	F $G_g > 3000$
Caserta	-	-	72	27	5	-
Benevento	-	-	11	54	13	-
Napoli	-	-	87	5		
Avellino	-	-	7	53	48	1
Salerno	-	-	48	105	5	-
<b>TOTALE</b>	-	-	<b>225</b>	<b>254</b>	<b>71</b>	<b>1</b>

Tab. 1 - Distribuzione dei comuni della Regione Campania per zone climatiche

La relativa mitezza del clima della Regione comporta che la domanda di calore per riscaldamento ambienti e per la produzione di acqua calda sanitaria del settore residenziale sia significativamente inferiore rispetto alla media italiana.

Le condizioni climatiche della Regione Campania favoriscono, perciò, in quasi tutte le località, l'installazione di impianti solari per uso termico, in particolare nel settore residenziale e nel settore turistico. In linea di principio in questi settori è possibile prevedere l'utilizzo di impianti solari per la produzione di acqua calda sanitaria e per il riscaldamento ambienti. In realtà, mentre la domanda di calore per la produzione di acqua calda sanitaria è pressoché costante durante tutto l'anno, e quindi anche in estate, l'energia solare disponibile durante la stagione invernale è molto minore che in estate ed, inoltre, la temperatura in uscita del fluido termovettore dal captatore solare per il riscaldamento ambienti deve essere più elevata di quella necessaria per la produzione di acqua calda. Risulta quindi evidente che l'utilizzo più idoneo di impianti ad energia solare per usi termici è quello per la produzione di acqua calda sanitaria, in quanto vi è quasi sempre contemporaneità tra domanda ed offerta, anche se in particolare durante i mesi invernali è preferibile prevedere l'integrazione con un sistema tradizionale di produzione. Per questa applicazione, in condizioni meteorologiche simili a quelle italiane, l'area di collettore necessaria varia da 0,6 - 0,65 m<sup>2</sup> a persona per i climi caldi meridionali ed 1- 1,2 m<sup>2</sup> per l'Italia settentrionale (valori calcolati sulla base di un consumo giornaliero stimato di 60 - 70 litri d'acqua calda a 45° per persona).

Gli impianti attuali, con pochi e semplici accorgimenti, possono superare i 15 anni di vita utile. Nell'arco dell'anno, con un impianto solare ben dimensionato, si può risparmiare tra il 50 ed il 70% ed oltre del costo dell'energia necessaria alla produzione di acqua calda sanitaria.

L'energia risparmiata in un anno varia, come è ovvio, in funzione della tipologia dell'impianto tradizionale utilizzato. Nell'Italia meridionale, dove la copertura massima del fabbisogno di acqua calda con impianti ad energia solare è ritenuta possibile fino da un massimo del 75% circa, l'energia risparmiata in un anno per metro quadrato di collettore è di circa 950 kWh (670 kWh a persona) rispetto alla produzione di acqua calda con lo scaldabagno elettrico, di 120 m<sup>3</sup> di metano per metro quadrato di collettore (85 m<sup>3</sup> a persona) rispetto alla produzione tramite caldaia autonoma a gas e di 170 m<sup>3</sup> per metro quadrato di collettore (120 m<sup>3</sup> a persona) rispetto alla produzione tramite caldaia centralizzata a gas. Si ottiene così un buon risparmio economico.

L'utilizzazione dell'energia solare per usi termici attraverso i captatori solari a bassa temperatura ha, inoltre, raggiunto un livello di maturità più che accettabile che dovrebbe consentire una più ampia diffusione. Questa maturità si traduce in una standardizzazione degli schemi impiantistici più adatti alle varie utenze, in particolare quelle del settore residenziale (mono e plurifamiliare), del settore alberghiero e turistico in generale (campeggi, residences, ecc.), dei centri sportivi e delle piscine. La standardizzazione degli schemi impiantistici si traduce a sua volta in una economicità delle installazioni laddove vengano riscontrati:

- a) la fattibilità tecnica (principalmente come disponibilità degli spazi necessari ad una corretta disposizione ed installazione, in primo luogo, dei captatori solari e, in secondo luogo, delle tubazioni e degli altri componenti d'impianto);
- b) la corrispondenza temporale e, ove possibile, quantitativa, tra la curva di carico della domanda e la disponibilità della risorsa solare;
- c) l'integrazione architettonica con le strutture esistenti.

La valutazione, su base regionale, del potenziale dell'energia solare per usi termici può essere effettuata, in una approssimazione valida per le finalità della pianificazione di primo livello come la presente, sulla base della stima dell'energia solare captabile ("offerta") mediante sistemi di conversione applicati su superfici considerate adatte per l'utilizzo di questa tecnologia, come i tetti, le terrazze e le facciate delle abitazioni e le superfici marginali, e della "domanda" di energia compatibile con i livelli termici consentiti da questi sistemi. Risulta, tuttavia, abbastanza intuitivo come la valutazione del potenziale dell'energia solare (almeno per la Regione Campania, ed in generale per l'Italia), contrariamente a quella delle altre fonti rinnovabili di energia, non trova una limitazione nella disponibilità della risorsa (offerta), quanto nella domanda di energia che presenta il territorio compatibile con le tecnologie di conversione della risorsa stessa. Questa domanda deve essere considerata nella situazione specifica, per quanto precede, essenzialmente quella per la produzione di acqua calda sanitaria nel settore residenziale e turistico. In definitiva, il potenziale teorico massimo dell'energia solare ad uso termico della Regione verrà stimato valutando il fabbisogno di energia per la produzione di acqua calda sanitaria nel settore residenziale e turistico. Questo fabbisogno può essere soddisfatto, in linea teorica, attraverso l'installazione di una idonea superficie di captatori solari sulle facciate e sui tetti e/o terrazze degli edifici.

L'energia solare effettivamente captabile per usi termici in un determinato territorio ("offerta"), può essere valutata in prima approssimazione attraverso la relazione:

$$E_{com} = A_{cd} \varphi_a E_{LS} \text{ (kWh)}$$

dove:

- $A_{cd}$  è l'area (m<sup>2</sup>) disponibile sul territorio per l'installazione dei captatori solari;
- $\varphi_a$  è il coefficiente di utilizzabilità dell'energia che assume valori compresi tra 0,60 e 0,35 in base alla temperatura di utilizzazione;
- $E_{LS}$  è l'irradiazione globale su superficie esposta a Sud ed inclinata di  $L$  (latitudine) gradi sull'orizzontale.

Risulta quindi evidente come l'energia effettivamente utilizzabile sia in particolare funzione della superficie disponibile sul territorio per l'installazione di sistemi di captazione dell'energia solare. La valutazione di questa superficie a livello regionale, ma anche su scala molto più ridotta come quella comunale, comporta l'effettuazione di indagini territoriali di non facile realizzazione. Tuttavia, utilizzando i risultati di uno studio effettuato a livello comunitario da M. van Brummelen ed E.A. Alsenia ("Estimation of the PV potential in OECD countries" 12th European PVSEC,

Amsterdam, 1994) ed accettato dall'Unione Europea ("Photovoltaics in 2010", Luxembourg, 1996), risulta possibile stimare in prima approssimazione la superficie captante disponibile nella Regione Campania.

La stima, sufficientemente conservativa, riportata in questo studio che pesa gli spazi anche sulla base di una serie di vincoli economici, tiene conto sia dei terreni agricoli dismessi sia delle superfici di copertura delle abitazioni, uffici, industrie, utilizzabili senza ulteriori impegni territoriali.

Utilizzando tali criteri è stato determinato per l'Italia un potenziale di circa 3.300 km<sup>2</sup> (di cui 542 km<sup>2</sup> di coperture di edifici, facciate, ecc.) che, rapportati alla superficie campana, corrispondono complessivamente a circa 149 km<sup>2</sup>, di cui 24,5 km<sup>2</sup> di coperture di edifici e facciate. *Quest'ultimo valore rappresenta dunque, la potenziale superficie captante dell'energia solare utilizzabile per usi termici presente nella Regione Campania.*

La domanda potenziale di energia per la produzione di acqua calda può essere valutata, in prima approssimazione, attraverso la stima del consumo di energia per questo uso. Nel settore residenziale, nel 1996, il consumo di energia per la produzione di acqua calda della Regione è stato valutato in 144.155 tep, corrispondenti a 4.580 MWh/giorno. Per le condizioni climatiche della Campania, si può ritenere che, in media, la resa utile e, quindi, il risparmio di energia primaria per m<sup>2</sup> di captatore solare sia di circa 800 kWh/anno. Nell'ipotesi di soddisfare il fabbisogno energetico per la produzione di acqua calda sanitaria con la massima copertura consentita con impianti ad energia solare (75%), la superficie teorica necessaria risulta, pertanto, di circa 1 km<sup>2</sup> (corrispondenti a circa 1 milione di m<sup>2</sup> di pannelli), ossia il 4% del totale della superficie complessiva disponibile a tal fine nella Regione.

Realisticamente, tuttavia, risulta proponibile solo l'obiettivo di installare una superficie captante significativamente minore di quella teorica. Nell'ipotesi che la Regione Campania persegua a livello regionale l'obiettivo del governo italiano di installare 3 milioni di metri quadrati di captatori solari entro il 2010 (v. "Libro Bianco sulle energie rinnovabili"), il tasso di incremento specifico di nuove installazioni di captatori solari dovrebbe essere compreso tra 16 e 52 m<sup>2</sup> ogni mille abitanti per anno. Questo comporta che nella Regione dovrebbero essere installati dai 20.000 ai 125.000 metri quadrati per anno, con un superficie installata al 2010 compresa tra circa 93.000 e 302.000 metri quadrati. Il risparmio di energia primaria al 2010 corrispondente a questo obiettivo risulta, pertanto, compreso tra circa 6.400 e 20.800 tep. Questo risparmio corrisponde allo 0,5 - 1,8% dei consumi di energia primaria previsti al 2010 nel settore residenziale campano nello scenario tendenziale di basso consumo, ed allo 0,5 - 1,6% nello scenario di alto consumo, e la corrispondente produzione evitata di CO<sub>2</sub> prevista al 2010 risulta compresa tra 17.920 e 58.240 tonnellate, valutata con il coefficiente di 2,8 Mt di CO<sub>2</sub> per Mtep prodotto, utilizzato nel Libro Bianco per la produzione di energia termica da fonti rinnovabili. Gli investimenti complessivi previsti sono compresi tra 38 e 121 miliardi di euro.

### **3.4.2 Solare fotovoltaico**

Il solare fotovoltaico non rappresenta ancora un'opzione commercialmente matura per la produzione di energia elettrica, in quanto il costo dei moduli e quindi degli impianti, benché in continua incoraggiante diminuzione, è ancora troppo elevato (si è attestata intorno ai 7500 euro/kW fino al 2005-2008, ed attualmente si attesta intorno ai 4.000 euro/kW) e, di conseguenza, il costo dell'energia elettrica prodotta non risulta

competitiva con quella prodotta da fonti tradizionali e da altre fonti rinnovabili (idroelettrica ed eolico in particolare). Nonostante ciò, il mercato mondiale dei moduli fotovoltaici, pur essendo molto recente (ha assunto una dimensione visibile solo nel corso degli anni '80), nell'ultimo decennio ha registrato una continua crescita. Alla fine del 1998 la potenza totale installata nel mondo era di circa 400 MW e fino al 2010 si prevede che il tasso medio annuo di crescita si attesti intorno al 17%, anche se per le applicazioni che prevedono il collegamento alla rete si prevede una crescita del 25%. Il forte sviluppo a livello mondiale si basa su una reale domanda di mercato presente nei Paesi in via di sviluppo (PVS), in particolare per l'alimentazione elettrica delle abitazioni isolate, e nei paesi industrializzati, dove sono stati avviati programmi di incentivazione e di sostegno finanziario a favore di progetti di "tetti e facciate fotovoltaiche" da collegare alla rete. L'Unione Europea (U.E.), in particolare, si prefigge l'obiettivo di ridurre sensibilmente i costi (del 30% per le applicazioni collegate alla rete) attraverso una maggiore apertura del mercato. A questo scopo l'U.E. ha attivato una Campagna attraverso la quale prevede che si creino le condizioni per installare nei Paesi dell'Unione circa 650 MWp al 2003, e di produrre sistemi per altri 350 MWp per l'esportazione verso i PVS, mentre l'obiettivo finale al 2010 rimane, secondo le stime del Libro Bianco, l'installazione di 3.000 MWp.

L'Italia, dove esistono condizioni di irradiazione molto favorevoli per applicazioni su larga scala, è stata in passato per molto tempo all'avanguardia nel settore fotovoltaico. All'epoca della sua realizzazione da parte dell'ENEL la centrale di Serre, in Campania, era, infatti, la più grande del mondo. Il Libro Bianco italiano per la valorizzazione energetica delle fonti rinnovabili prevede un ambizioso programma di sviluppo di questo settore, al fine di consentire l'incremento della potenza installata dai 16 MWp del 1997 ai 300 MWp al 2010, attraverso la promozione del mercato da attivarsi, almeno nel breve periodo, nell'ambito del programma tetti e facciate fotovoltaiche elaborato congiuntamente dal Ministero dell'Industria e dal Ministero dell'Ambiente con il supporto tecnico dell'ENEA. Questo programma prevede la connessione degli impianti alla rete elettrica di bassa tensione e l'integrazione dei moduli fotovoltaici nelle strutture edili.

Le favorevoli condizioni di irradiazione della Campania, già evidenziate nel paragrafo precedente, comportano che nella Regione sia possibile prevedere anche lo sviluppo di applicazioni del solare fotovoltaico.

La potenzialità nel territorio regionale della risorsa solare con la tecnologia delle celle fotovoltaiche per applicazioni diffuse con moduli di piccola potenza collegati alla rete elettrica, può essere valutata attraverso la stima dell'energia solare annua per unità di superficie effettivamente convertita in energia elettrica (Ecom), e pertanto risparmiata, e dalla disponibilità sul territorio di superficie potenzialmente captante.

Applicando una relazione analoga a quella già introdotta per il solare termico si ottiene, su base annua,:

$$E_{com} = A_{cd} \eta E_{1,5} \text{ (kWhc)}$$

dove:

- $A_{cd}$  è l'area (m<sup>2</sup>) disponibile sul territorio regionale per l'installazione di celle fotovoltaiche, pari alla somma delle superfici orizzontali (coperture piane e tetti) e verticali esposte a sud, moltiplicate per il fattore di disponibilità  $\chi$ , ossia:

$$A_{cd} = \sum \chi (A_{cop} + A_{vsud}) \text{ (m}^2\text{)}$$

dove  $A_{vsud}$  è l'area (m<sup>2</sup>) delle superfici verticali esposte a sud del tipo a facciata continua, che può essere desunta solo da un'indagine tipologica specifica, e per

$A_{cop}$  vale quanto riportato per il solare termico. Il fattore di occupazione  $\chi$  in questo caso può essere assunto pari a 0,5 per i terrazzi e pari a 0,3 per i tetti e le superfici verticali.

- $\eta$  è il rendimento medio di conversione fotovoltaica, che può essere assunto, in funzione del tipo di materiale utilizzato per la cella pari a 0,13 - 0,15.
- $E_{LS}$  è l'irradiazione globale su superficie esposta a Sud ed inclinata di  $L$  (latitudine) gradi sull'orizzontale.

Nel caso, invece, si debba prendere in esame la realizzazione di *campi fotovoltaici*, cioè di impianti di potenza superiore ai 5 kW, l'energia producibile è praticamente limitata solo dall'estensione del suolo che si vuole impegnare. Individuati i siti idonei all'installazione di questi impianti, infatti, l'energia elettrica producibile annualmente è data:

$$E_T = (E_{LS} A b d \eta) / C \text{ (kWh)}$$

in cui:

- $E_{LS}$  = irradiazione solare media su superfici inclinate a 30° esposte a Sud (kWh/m<sup>2</sup> anno)
- $A$  = area del terreno (m<sup>2</sup>)
- $b$  = coefficiente di riduzione dell'area per servizi che può essere assunto pari a 0,9
- $C = T/L$ , coefficiente di riempimento per pannelli multi righe, è dato dalla relazione:

$$T/L = \sin i \tan (23,45 + F) + \cos i$$

dove:  $T$  è la distanza tra due righe di pannelli in metri

$L$  è la lunghezza del pannello in metri

$i$  è l'inclinazione dei pannelli in gradi

$F$  è la latitudine del luogo in gradi

Si ha, in prima approssimazione,  $T/L = 2,1$  per il Nord dell'Italia;  $T/L = 1,9$  per il Centro;  $T/L = 1,8$  per il Sud.

- $d$  = coefficiente di riduzione di irradiazione per ombre portate dalle righe, assunto mediamente pari a 0,9
- $\eta$  = rendimento dei moduli.

L'energia trasmessa alla rete elettrica risulta, quindi,:

$$E_S = K E_T \text{ (kWh/a)}$$

con  $K$  fattore di perdita nel collegamento elettrico alla rete, assumibile pari a 0,97.

La superficie totale dei pannelli fotovoltaici installabili,  $S_t$ , può essere determinata, infine, attraverso la relazione:

$$S_t = A b / C \text{ (m}^2\text{)}$$

e la potenza di picco del campo fotovoltaico,  $P$ , risulta:

$$P = 0,11 S_t \text{ (kWp)}$$

La valutazione del potenziale fotovoltaico risulta, dunque, analogamente al solare termico, subordinata alla superficie captante disponibile nella Regione e nel caso specifico dal Comune di Tora (AV). Anche per questa applicazione, infatti, la valutazione del potenziale *non trova una limitazione nella disponibilità della risorsa (offerta), quanto nella domanda di energia che presenta il territorio compatibile con le tecnologie di conversione della risorsa stessa.*

Per applicazioni diffuse con moduli di piccola potenza, la disponibilità di superfici di coperture e facciate di edifici idonee a supportare l'installazione di moduli fotovoltaici presenti nella Regione è stata valutata in 24,5 km<sup>2</sup>. In linea teorica, dunque, nell'ipotesi che il rendimento complessivo degli impianti sia del 10%, la potenza massima ottenibile

risulta di circa **2,5 GW**. Tale potenzialità deve, però, realisticamente essere ridotta in modo consistente per tenere conto non solo della scarsa economicità degli interventi, che presentano un possibile margine di convenienza solo negli edifici di nuova costruzione o nell'ipotesi del rifacimento delle facciate o/o delle coperture per motivi estetici o funzionali, quanto della inopportunità di immettere nella rete più del 10% dell'energia elettrica prodotta da una fonte aleatoria come il fotovoltaico, per problemi tecnici di stabilità della rete. Al fine di valutare il potenziale energetico di questa applicazione verranno, perciò, adottate per la Regione Campania le stesse ipotesi di diffusione al 2010 previste a livello nazionale nel Libro Bianco, che prevede a tale anno l'installazione di una potenza complessiva di 300 MW. Sulla base del rapporto tra la superficie di coperture e facciate di edifici stimata a livello nazionale e regionale disponibile per applicazioni solari, tale obiettivo comporta che la potenza complessiva degli impianti fotovoltaici realizzabili in Regione per applicazioni diffuse nel settore residenziale e terziario ammonti, perciò, a **13,5 MW**, corrispondenti a circa **140 - 150.000 m<sup>2</sup> di pannelli**. L'energia elettrica effettivamente prodotta da tali installazioni risulterebbe di **20.250 MWh/anno**, con un risparmio di energia primaria corrispondente a **4.450 tep** ed una produzione evitata di CO<sub>2</sub>, valutata sulla base del coefficiente di 3,18 Mt di CO<sub>2</sub> per Mtep utilizzato nel Libro Bianco per le emissioni prodotte dal parco termoelettrico ENEL, pari a **14.151 tonnellate**. Gli investimenti complessivi necessari a tal fine, considerando un costo medio di **7 KEuro/kW** uguale a quello previsto nel Programma 10.000 tetti fotovoltaici per impianti di potenza inferiori a 5 kW, risultano, quindi, di **208 milioni di euro**.

La Regione Campania dispone, inoltre, di un'ampia superficie agricola non utilizzata (66,6 kha, ISTAT, Statistiche forestali, 1994). Di questa superficie, circa 125 km<sup>2</sup> è inutilizzata essenzialmente per motivi di carattere economico, ed è, quindi, potenzialmente idonea per l'installazione di impianti ad energia solare di potenza adeguata per la produzione di energia elettrica (*campi fotovoltaici*). L'energia elettrica producibile annualmente da questi impianti può essere valutata, in prima approssimazione, con le relazioni introdotte in precedenza.

Sulla base dei valori medi regionali dei parametri che intervengono in queste relazioni, l'energia elettrica producibile per metro quadrato di area impegnata in Campania risulta di circa **83 kWh/anno**, mentre l'energia trasmessa alla rete elettrica risulta di circa **80 kWh/anno**. Nell'ipotesi di voler raggiungere l'obiettivo di impegnare al 2010 solo l'1% di questa superficie agricola (1,25 km<sup>2</sup>) con impianti fotovoltaici di potenza, l'energia elettrica trasmissibile alla rete sarebbe di circa **100 GWh/anno**, con un risparmio, quindi, di **22 kTep/anno** in energia primaria e di **69.960 tonnellate di CO<sub>2</sub>**. La superficie complessiva dei pannelli fotovoltaici necessari sarebbe, quindi, di **625.000 m<sup>2</sup>**, e la corrispondente potenza di picco di **68,7 MW**. Gli investimenti complessivi necessari a tal fine, considerando un costo medio di **7 KEuro/kW**, risultano, quindi, di **481 milioni di euro**.

Ai fini della presente analisi, infine, non è stato quantificato, in quanto non sono disponibili le informazioni ed i dati di base sulla loro consistenza e natura, il potenziale delle applicazioni relative alle utenze non collegate alla rete elettrica (abitazioni isolate, alimentazione di utenze pubbliche isolate, ecc.), applicazioni che, comunque, devono essere considerate marginali rispetto alle precedenti e, perciò, non significative ai fini della pianificazione energetica.

### **3.5 Fonti rinnovabili: il nuovo assetto normativo**

Con l'emanazione del D. Lgs.vo 03/03/2011 n° 28, viene data attuazione, sulla base dei criteri di delega stabiliti dall'art. 17, comma 1, della Legge 96/2010 (Comunitaria 2009), alla Direttiva 2009/28/CE, la quale ha previsto nuovi meccanismi incentivanti e nuovi obblighi per gli Stati membri, all'interno di una tabella di marcia che dovrebbe condurre l'Unione Europea a raggiungere nel 2020 l'obiettivo chiave globale «<20-20-20>», attraverso l'azione combinata della riduzione del 20% delle emissioni di gas ad effetto serra e degli aumenti al 20% del risparmio energetico e del consumo di fonti rinnovabili.

All'interno di tali obiettivi globali l'Italia sarà chiamata entro la suddetta scadenza a coprire il 17% dei consumi finali di energia attraverso il ricorso alle fonti rinnovabili. Il provvedimento dunque ridefinisce gli strumenti, i meccanismi gli incentivi ed il quadro istituzionale, finanziario e giuridico per il raggiungimento degli obiettivi sopra descritti.

#### **3.5.1 Regimi autorizzativi per la costruzione di impianti a fonti rinnovabili**

In primo luogo il decreto stabilisce il principio che la costruzione e l'esercizio di impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili sono attività disciplinate da speciali procedure amministrative semplificate, ed in particolare:

- l'**Autorizzazione Unica** di cui all'art. 12 del D. Lgs.vo 387/2003 (peraltro modificato dal D. Lgs.vo 3 marzo 2011 n° 28);
- la **nuova procedura semplificata** delineata dall'art. 6 del provvedimento;
- la **Comunicazione** relativa alle attività di edilizia libera di cui all'art. 6 del D.P.R. 380/2001.

Le procedure sopra elencate sono regolate secondo criteri di proporzionalità, ed è inoltre stabilito che le Regioni e le Province autonome potranno stabilire i casi in cui la presentazione di più progetti per la realizzazione di impianti localizzati nella medesima area o in aree contigue siano da valutare in termini cumulativi nell'ambito della procedura di VIA.

##### **3.5.1.1 Autorizzazione unica**

L'Autorizzazione unica, che è il regime amministrativo di riferimento per gli impianti di maggiore potenza, resta regolata dall'art. 12 del D. Lgs.vo 387/2003, fatto salvo quanto introdotto dal comma 2 dell'art. 5 del D. Lgs.vo 3 marzo 2011 n° 28, con la quale viene stabilito in 90 giorni (fatto salvo il previo espletamento, quando prevista, dalla verifica di assoggettabilità sul progetto preliminare, ed al netto dei tempi necessari per la procedura di VIA) il termine massimo per la conclusione del procedimento (in precedenza il termine era stabilito in 180 giorni). Il termine abbreviato si applica esclusivamente ai procedimenti avviati a partire dal 29/03/2011, data di avvio del procedimento D. Lgs.vo 3 marzo 2011 n° 28.

Il procedimento dell'Autorizzazione Unica è stato regolato con le linee guida di cui al D.M. 10/09/2010, al quale occorre fare riferimento per il dettaglio degli interventi soggetti a tale regime (punto 10), i contenuti dell'istanza e lo svolgimento del procedimento (punti 13, 14 e 15), e l'elenco indicativo degli atti di assenso che confluiscono nel procedimento stesso.

### **3.5.1.2 La nuova procedura semplificata e la Comunicazione per le attività in edilizia libera**

L'art. 6 del D. Lgs.vo 3 marzo 2011 n° 28 delinea una nuova procedura abilitativa semplificata, denominata PAS, che si applica alle attività di costruzione ed esercizio degli impianti alimentati da fonti rinnovabili di cui ai punti 11 e 12 delle citate Linee guida di cui al D.M. 10/09/2010.

Poiché il comma 11 dell'art. 6 del D. Lgs.vo 3 marzo 2011 n° 28 chiarisce che la Comunicazione relativa alle attività in edilizia libera continua ad applicarsi alle stesse condizioni e modalità, agli impianti previsti dai medesimi punti 11 e 12 delle Linee guida, se ne deduce che:

- la nuova procedura sostituisce in pratica il regime della Denuncia di Inizio Attività (DIA), e si applica agli stessi interventi che in precedenza erano soggetti alla DIA ai sensi delle Linee guida;
- la Comunicazione di attività edilizia libera resta invariata e continua ad applicarsi ai medesimi impianti e secondo le regole previste dalle Linee guida.

Dunque per il dettaglio, per tipologia di impianto, degli interventi soggetti alla nuova procedura (in precedenza alla DIA) e di quelli in attività edilizia libera, si può continuare a fare riferimento alla Tabella 1 allegata alle Linee guida.

Infine, secondo il comma 9 dell'art. 6 del D. Lgs.vo 3 marzo 2011 n° 28, le Regioni e le Province autonome hanno facoltà di estendere l'applicazione della nuova procedura semplificata agli impianti di potenza nominale fino ad 1MW elettrico, definendo altresì i casi in cui, essendo previste autorizzazioni ambientali o paesaggistiche non di competenza del Comune, la realizzazione e l'esercizio dell'impianto e delle opere connesse sono assoggettate invece all'Autorizzazione Unica.

I procedimenti pendenti alla data del 29/03/2011 continuano ad essere regolati dalla disciplina previgente, ma con la facoltà per il proponente di optare per la procedura semplificata delineata dall'art. 6.

#### **Svolgimento della procedura semplificata**

La nuova procedura ha analogie con l'impianto della DIA, con in aggiunta alcune misure ulteriormente acceleratorie per quanto riguarda i tempi di acquisizione dei pareri dell'Amministrazione comunale ed il richiamo, in altri casi, alla Conferenza di Servizi di cui alla Legge 241/1990.

In sintesi si prevede che il proponente presenti al Comune, almeno 30 giorni prima dell'effettivo inizio dei lavori, una dichiarazione che attesti la conformità dell'intervento con gli strumenti urbanistici ed i regolamenti edilizi vigenti, ed attesti inoltre il rispetto delle norme di sicurezza e delle norme igienico-sanitarie.

Alla dichiarazione di cui sopra dovranno essere allegati:

- una dettagliata relazione a firma di progettista abilitato;
- gli opportuni elaborati progettuali;
- gli elaborati tecnici per la connessione redatti dal gestore della rete;
- gli elaborati tecnici richiesti dalle norme di settore, qualora occorrono atti di assenso nelle materia di cui al comma 4 dell'art. 20 della Legge 241/1990 (patrimonio culturale e paesaggistico, ambiente, difesa nazionale, pubblica sicurezza, immigrazione, asilo e cittadinanza, salute e pubblica incolumità). In questi casi si applicano le norme acceleratorie previste dal comma 5 dell'art. 6 del D. Lgs.vo 3 marzo 2011 n° 28.

Il professionista si assume grande responsabilità con la presentazione della suddetta dichiarazione, in quanto in caso di falsa attestazione il comma 4 dell'art. 6 del D. Lgs.vo 3 marzo 2011 n° 28 prevede la segnalazione all'autorità giudiziaria ed al Consiglio dell'Ordine di appartenenza.

La procedura prevede poi che, decorso il termine di 30 giorni dalla data di ricezione della dichiarazione senza che il Comune abbia notificato all'interessato l'ordine di non effettuare l'intervento, motivato sulla base dell'assenza di uno dei presupposti sopra elencati, l'intervento si intende assentito.

La realizzazione dell'intervento deve essere completata entro 3 anni dal perfezionamento della procedura (dunque, si ritiene, dal decorso del 30° giorno successivo alla presentazione della dichiarazione), fatta salva la possibilità di realizzare la parte eventualmente non ultimata con la presentazione di una nuova dichiarazione. Al termine dell'intervento il tecnico abilitato rilascia un certificato di collaudo finale, con il quale attesta la conformità di quanto realizzato al progetto, nonché la ricevuta dell'avvenuta variazione catastale o in alternativa la dichiarazione della non necessità della variazione stessa perché le opere non hanno comportato modificazione del classamento catastale.

### **3.5.2 Semplificazione per alcune tipologie di impianti termici**

L'art. 7 del D. Lgs.vo 3 marzo 2011 n° 28 prevede semplificazioni anche per altre tipologie di impianti termici, discriminati a seconda delle modalità di installazione. Anche per tutti i casi elencati di seguito, i procedimenti pendenti alla data del 29/03/2011 continuano ad essere regolati dalla disciplina previgente, ma con la facoltà per il proponente di optare per le procedure semplificate individuate dall'art. 7 del decreto citato.

#### **Impianti solari termici**

Gli impianti solari termici sono ora soggetti al regime:

- attività libera realizzabile con la semplice comunicazione preventiva al Comune dell'inizio dei lavori da parte dell'interessato, ai sensi dell'art. 11, comma 3, del D.Leg.vo 115/2008, per gli impianti aderenenti o integrati nei tetti di edifici esistenti, con la stessa inclinazione e lo stesso orientamento della falda, ed i cui componenti non modifichino la sagoma degli edifici stessi, sempre che la superficie dell'impianto non sia superiore a quella del tetto su cui viene realizzato e l'intervento non ricada nel campo di applicazione del Codice dei beni Culturali e del Paesaggio di cui al D. L.eg.vo 42/2004;
- attività soggetta alla Comunicazione di cui all'art. 6 del D.P.R. 380/2001 per gli impianti realizzati su edifici esistenti o su loro pertinenze, ivi inclusi i rivestimenti delle pareti verticali esterne degli edifici, e comunque al di fuori dei centri storici.

#### **Pannelli solari fotovoltaici**

Il comma 3 dell'art. 7 del D. Lgs.vo 3 marzo 2011 n° 28 prevede che tra gli interventi realizzabili con il regime della Comunicazione di cui all'art. 6 del D.P.R. 380/2001, ai sensi della nuova lettera d) del comma 2 del citato art. 6, vi sia inclusa unicamente l'installazione di pannelli solari fotovoltaici a servizio degli edifici, da realizzare al di fuori dei centri storici, mentre viene esclusa con questa modalità la possibilità di realizzare impianti termici

### **Altri impianti termici**

Sono anche realizzabili con il regime della Comunicazione di cui all'art. 6 del D.P.R. 380/2001 gli interventi di installazione di impianti di produzione di energia termica da fonti rinnovabili diversi da quelli elencati in precedenza, realizzati negli edifici esistenti e negli spazi liberi privati annessi e destinati unicamente alla produzione di acqua calda e di aria per l'utilizzo dei medesimi edifici.

### **Pompe di calore**

Previsto infine dal comma 7 dell'art. 7 del D. Lgs.vo 3 marzo 2011 n° 28, il quale riprende parzialmente quanto già previsto dall'art. 26, comma 1, della Legge 10/1991, che l'installazione di pompe di calore da parte di installatori qualificati, destinate unicamente alla produzione di acqua calda e di aria negli edifici esistenti e negli spazi liberi privati annessi, è considerata estensione dell'impianto idrico-sanitario già in opera.

### **3.5.3 Fonti rinnovabili negli edifici nuovi o ristrutturati**

In base all'art. 11 del D. Lgs.vo 3 marzo 2011 n° 28, i progetti di edifici di nuova costruzione ed i progetti di ristrutturazione rilevanti negli edifici esistenti devono prevedere, a pena del diniego del rilascio del titolo abitativo edilizio, l'utilizzo di fonti rinnovabili per la copertura dei consumi di calore, di elettricità e per il raffrescamento, secondo i principi minimi di integrazione, che le regioni e le Province autonome hanno la facoltà di incrementare, e le decorrenze previste dall'Allegato 3 al provvedimento.

Alla luce di quanto sopra sono superate, e conseguentemente abrogate dal comma 5 dell'art. 11 D. Lgs.vo 3 marzo 2011 n° 28, le precedenti disposizioni che prevedevano analoghi obblighi, contenute rispettivamente nell'art. 4, comma 1-bis, del D.P.R. 380/2001 e nell'art. 4, commi 22 e 23, del D.P.R. 59/2009. Si tratta peraltro di disposizioni mai entrate in vigore, nel primo caso per via delle continue proroghe, e nel secondo caso per la mancanza del previsto decreto attuativo.

Il comma 2 dell'art. 11 del D. Lgs.vo 3 marzo 2011 n° 28 elenca alcune fattispecie escluse dall'applicazione degli obblighi in questione, ed in particolare:

- edifici tutelati ai sensi della Parte II del Codice dei beni culturali e del paesaggio di cui al D. Leg.vo 42/2004;
- le ville, i giardini e i parchi, non tutelati dalle disposizioni di cui al punto precedente, che si distinguono per la loro non comune bellezza;
- i complessi di case immobili che compongono un caratteristico aspetto avente valore estetico e tradizionale, inclusi i centri ed i nuclei storici.

### **Le soglie previste**

L'Allegato 3 del D. Lgs.vo 3 marzo 2011 n° 28 stabilisce che i progetti di edifici di nuova costruzione ed i progetti di ristrutturazione rilevanti degli edifici esistenti debbono prevedere l'utilizzo di fonti rinnovabili per la copertura:

- del 50% dei consumi per la produzione di acqua calda sanitaria;
- di percentuali variabili da un minimo del 20% quando la richiesta del pertinente titolo edilizio sia presentata tra il 31/05/2012 ed il 31/12/2013, ad un massimo del 50% quando la richiesta del pertinente titolo edilizio è presentata a partire dal 01/01/2017, dei consumi complessivi previsti per acqua calda sanitaria, riscaldamento e raffrescamento.

Le leggi regionali potranno (come già detto in precedenza) stabilire incrementi dei valori in questione, che sono peraltro ridotti del 50% nei centri storici, oltre a non applicarsi nei casi già citati. Gli incrementi regionali dovranno però tassativamente intervenire entro la data del 25/09/2011, pena, secondo quanto previsto dal comma 7 dell'art. 11 del D. Lgs.vo 3 marzo 2011 n° 28, la decadenza e l'applicazione automatica dei limiti statali.

Gli obblighi in questione non possono essere assolti tramite impianti da fonti rinnovabili che producano esclusivamente energia elettrica la quale alimenti, a sua volta, dispositivi o impianti per la produzione di acqua calda sanitaria, il riscaldamento e il raffrescamento.

Sempre per gli edifici nuovi ovvero oggetto di ristrutturazioni rilevanti, la potenza elettrica degli impianti alimentati da fonti rinnovabili che devono essere obbligatoriamente installati sopra o all'interno dell'edificio è definita dal punto 3 dell'Allegato 3 del D. Lgs.vo 3 marzo 2011 n° 28, con riferimento alle soglie sopra indicate, attraverso una specifica formula.

#### **Premi volumetrici**

L'art. 12 del D. Lgs.vo 3 marzo 2011 n° 28 prevede un premio volumetrico del 5%, accompagnato da semplificazioni amministrative, per i progetti di edifici di nuova costruzione e di ristrutturazioni rilevanti su edifici esistenti che assicurino una copertura dei consumi di calore, di elettricità e per il raffrescamento in misura superiore di almeno il 30% rispetto ai valori minimi indicati al paragrafo precedente, fermo restando il rispetto delle norme in materia di distanze minime tra edifici e distanze minime di protezione del nastro stradale.

#### **3.5.4 Certificazione energetica nelle compravendite e nelle locazioni**

L'art. 11 del D. Lgs.vo 3 marzo 2011 n° 28 apporta alcune modifiche al D. Leg.vo 192/2005 in materia di rendimento energetico dell'edilizia, allo scopo di integrare l'attuale disciplina prevedendo una maggiore trasparenza delle informazioni commerciali e contrattuali relative alla certificazione energetica degli edifici ed all'indice di prestazione energetica degli immobili oggetto di compravendita.

In particolare è previsto che nei contratti di compravendita o di locazione di edifici o di singole unità immobiliari venga obbligatoriamente inserita un'apposita clausola con la quale l'acquirente o il conduttore danno atto di aver ricevuto le informazioni e la documentazione in ordine alla certificazione energetica degli edifici (si evidenzia che nel caso di locazione, la disposizione si applica solo agli edifici e alle unità immobiliari già dotate di attestazione di certificazione energetica).

#### **Annunci commerciali di vendita**

Il nuovo comma 2-quater dell'art. 6 del D. Leg.vo 195/2005 prevede, nel caso di offerta di trasferimento a titolo oneroso di edifici o di singole unità immobiliari, che a decorrere dal 01/01/2012 gli annunci commerciali di vendita riportino l'indice di prestazione energetica contenuto nell'attestato di certificazione energetica.

### **3.6 IV CONTO ENERGIA - D.M. Sviluppo Economico 05/05/2011**

#### **3.6.1 IMPIANTI SOLARI FOTOVOLTAICI**

**(Titolo II Decreto Ministero Sviluppo Economico 05/05/2011)**

Il Decreto Ministero Sviluppo Economico 05/05/2011, pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale n° 109 del 12/05/2011, stabilisce i criteri per incentivare la produzione di energia elettrica da impianti solari fotovoltaici e lo sviluppo di tecnologie innovative per la conversione fotovoltaica.

La finalità del Decreto, in vigore dal 13/05/2011, è di dare continuità al meccanismo di incentivazione in Conto energia per gli impianti fotovoltaici già avviato con i DD.M. 28/07/2005 e 06/06/2006 (primo Conto Energia), ed il D.M. 19/02/2007 (secondo Conto Energia), ed il D.M. 06/08/2010 (terzo Conto Energia), dando altresì attuazione alle disposizioni del D.Leg.vo 03/03/2011 n° 28 (attuazione della direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili).

L'efficacia delle disposizioni del D.M. 06/08/2010, inizialmente destinato agli impianti fotovoltaici entrati in esercizio dal 01/01/2011 al 31/12/2013, è stata ridotta, ai sensi dell'art. 25 comma 9 del D. Leg.vo 28/2011, agli impianti entrati in esercizio entro il 31/05/2011. In attuazione del comma 10 del medesimo articolo, il D.M. 05/05/2011 prevede per gli impianti che entrano in esercizio successivamente al 31/05/2011 un sistema di incentivazione basato sulla definizione di limiti annuali di potenza cumulativa degli impianti che possono accedere agli incentivi e sulla progressiva diminuzione delle tariffe che tenga conto delle tariffe applicate dagli altri paesi dell'Unione Europea e della riduzione dei costi delle tecnologie e dei costi di impianto. La progressiva diminuzione degli incentivi culminerà con il definitivo abbandono di qualsiasi schema di sostegno pubblico, in conseguenza del raggiungimento, entro pochi anni, della cosiddetta «grid parity», ossia della convenienza economica dell'elettricità fotovoltaica rispetto a quella prelevata o immessa in rete.

#### **3.6.1.1 Campo di applicazione e criteri del regime di sostegno**

Il decreto in oggetto si applica agli impianti fotovoltaici che entrano in esercizio in data successiva al 31 maggio 2011 e fino al 31 dicembre 2016, ad eccezione di quelli di cui all'art. 2-sexies della Legge 41/2010, installati entro il 31/12/2010 e che entreranno in esercizio entro il 30/06/2011, ai quali si applicano le tariffe incentivanti di cui al D.M. 19/02/2007. La data di entrata in esercizio di un impianto fotovoltaico è la prima data utile a decorrere dalla quale risulta che l'impianto è collegato in parallelo con il sistema elettrico, sono installati tutti i contatori, risultano assolti tutti gli eventuali obblighi relativi alla regolazione dell'accesso alle reti.

Gli impianti destinatari degli incentivi sono individuati secondo le seguenti categorie:

- impianto fotovoltaico con potenza nominale non inferiore a 1 kW. Detti impianti, composti principalmente da un insieme di moduli fotovoltaici piani, uno o più gruppi di conversione della corrente ed altri componenti elettrici minori, sono distinti a loro volta in "piccoli impianti" e "grandi impianti". (Titolo II del D.M. 05/05/2011);
- impianto fotovoltaico integrato con caratteristiche innovative con potenza nominale non inferiore a 1 kW e non superiore a 5 MW. Detti impianti sono composti da moduli non convenzionali e componenti speciali destinati a

- sostituire elementi architettonici, e rispondono ai requisiti costruttivi ed alle modalità di installazione di cui all'Allegato 4 (Titolo III del D.M. 05/05/2011);
- impianto a concentrazione con potenza nominale non inferiore a 1 kW e non superiore a 5 MW. Questo tipo di impianto è composto principalmente da un insieme di moduli in cui la luce è concentrata su celle fotovoltaiche mediante sistemi ottici, e da componenti elettrici (Titolo IV del D.M. 05/05/2011).

Per quanto riguarda gli impianti fotovoltaici con **innovazione tecnologica**, impianti che utilizzano moduli e componenti caratterizzati da significative innovazioni tecnologiche, è atteso un apposito Decreto Ministeriale che ne definirà le caratteristiche di innovazione tecnologica ed i requisiti tecnici, nonché le tariffe incentivanti ed i requisiti per l'accesso alle stesse.

In sintesi, si delinea un periodo transitorio in cui risultano vigenti contemporaneamente gli incentivi nel seguente modo:

Decreto Ministeriale	Entrata in esercizio
D.M. 19/02/2007 (secondo Conto Energia)	Fino al 30/06/2011
D.M. 06/08/2010 (terzo Conto Energia)	Dal 01/01/2011 al 31/05/2011
D.M. 05/05/2011 (quarto Conto Energia)	Dal 01/06/2011 al 31/12/2016

#### **Piccoli impianti e Grandi impianti**

Gli impianti fotovoltaici (Titolo II) di seguito elencati sono definiti "piccoli impianti", mentre i restanti sono individuati quali "grandi impianti":

- impianti realizzati su edifici, cioè aventi moduli posizionati sugli edifici secondo le modalità di cui all'Allegato 2, con potenza non superiore a 1.000 kW;
- impianti non realizzati su edifici, con potenza non superiore a 200 kW, e operanti in regime di scambio sul posto;
- impianti realizzati su edifici ed aree delle Amministrazioni pubbliche, di potenza qualsiasi.

#### **Fabbricati rurali ed aree agricole**

Ai soli fini del D.M. 05/05/2011:

- i fabbricati rurali sono equiparati agli edifici, sempreché sono accatastrati prima della data di entrata in esercizio dell'impianto fotovoltaico;
- le cave, le discariche esaurite, le aree di pertinenza di discariche o di siti contaminati non sono considerate aree agricole, anche se ricadenti in aree classificate agricole dal pertinente strumento urbanistico.

L'art. 10 del D. Lgs.vo 3 marzo 2011 n° 28, a partire dal 29/03/2011, condiziona l'accesso agli incentivi nazionali per gli impianti alimentati da fonti rinnovabili al rispetto dei requisiti e delle specifiche tecniche previste nell'allegato 2 del decreto citato, che viene periodicamente aggiornato con decreto ministeriale sulla base della rassegna, trasmessa al Ministero dello sviluppo economico da I.NI e CFI, della vigente normativa tecnica europea e dei marchi energetici e di qualità ecologica applicabili ai componenti, agli impianti e ai sistemi che utilizzano fonti rinnovabili.

La decorrenza di efficacia del decreto con i nuovi requisiti e specifiche tecniche è stabilita tenendo conto dei tempi necessari all'adeguamento con riguardo alle diverse taglie dell'impianto.

Particolari vincoli sono altresì introdotti per gli impianti solari fotovoltaici con moduli a terra collocati in aree agricole, i quali, in aggiunta ai requisiti di cui all'Allegato 2 già citati, dovranno:

- avere potenza nominale non superiore a 1 MW;
- essere collocati, in caso di terreni appartenenti al medesimo proprietario, ad una distanza non inferiore a 2 km;
- non occupare più del 10% della superficie del terreno agricolo di proprietà del proponente.

Detti vincoli non si applicano ai terreni abbandonati da almeno 5 anni, nonché agli impianti solari fotovoltaici con moduli collocati a terra in aree agricole, in alternativa:

- che abbiano conseguito il titolo abilitativo edilizio entro il 29/03/2011;
- per i quali sia stata presentata la richiesta per il conseguimento del titolo entro il 01/01/2011, che entrino comunque in esercizio entro il 29/03/2012.

### **3.6.1.2 Requisiti dei soggetti e degli impianti**

Per gli impianti solari fotovoltaici e per gli impianti fotovoltaici integrati con caratteristiche innovative, possono beneficiare delle tariffe incentivanti i seguenti soggetti: persone fisiche, persone giuridiche, soggetti pubblici, condomini di unità immobiliari ovvero di edifici. Per gli impianti a concentrazione sono ammesse le persone giuridiche ed i soggetti pubblici.

Gli impianti devono essere:

- conformi alle pertinenti norme tecniche di cui all'Allegato 1 del D.M. 05/05/2011 ed alle disposizioni di cui all'art. 10 del D. Leg.vo 28/2011, ove applicabili;
- realizzati con componenti di nuova costruzione o comunque non già impiegati in altri impianti così come stabilito dal D.M. 02/03/2009;
- collegati 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.

Negli impianti che entreranno in esercizio a partire dal 01/01/2013 si dovranno utilizzare inverter con le caratteristiche elencate all'art. 11, comma 3, secondo le norme tecniche definite dal CEI Comitato Elettrotecnico Italiano.

### **3.6.1.3 Documentazione aggiuntiva**

A partire dal 2012 dovrà essere prodotta la documentazione aggiuntiva nel seguente modo:

- per gli impianti che entrano in esercizio dopo un anno dalla data di entrata in vigore del decreto legislativo n. 28 del 2011, in aggiunta alla documentazione prevista per gli impianti che entrano in esercizio prima della medesima data, il soggetto responsabile è tenuto a trasmettere al GSE, ai sensi dell'allegato 2, comma 4, lettera b), del medesimo decreto legislativo, certificato rilasciato dal produttore dei moduli fotovoltaici, con il quale viene attestato che i moduli fotovoltaici utilizzati godono per almeno dieci anni di garanzia di prodotto contro il difetto di fabbricazione;
- per gli impianti che entrano in esercizio successivamente al 30 giugno 2012, il soggetto responsabile è tenuto a trasmettere al GSE, in aggiunta alla documentazione prevista per gli impianti che entrano in esercizio prima della medesima data, la seguente ulteriore documentazione:

- a) certificato rilasciato dal produttore dei moduli fotovoltaici, attestante l'adesione dello stesso a un sistema o consorzio europeo che garantisca, a cura del medesimo produttore, il riciclo dei moduli fotovoltaici utilizzati al termine della vita utile dei moduli;
- b) certificato rilasciato dal produttore dei moduli fotovoltaici, attestante che l'azienda produttrice dei moduli stessi possiede le certificazioni ISO 9001:2008 (Sistema di gestione della qualità), OHSAS 18001 (Sistema di gestione della salute e sicurezza del lavoro) e ISO 14000 (Sistema di gestione ambientale);
- c) certificato di ispezione di fabbrica rilasciato da ente terzo notificato a livello europeo o nazionale, a verifica del rispetto della qualità del processo produttivo e dei materiali utilizzati e degli altri criteri riportati alle precedenti lettere a) e b) e all'articolo 13, comma f, lettera d).

#### 3.6.1.4 Obiettivi dell'incentivazione dell'energia elettrica prodotta da impianti fotovoltaici

I limiti di incentivazione dell'energia prodotta da impianti fotovoltaici sono determinati sulla base del costo annuo indicativo degli incentivi con riferimento a ciascun periodo e per la seguente tipologia di impianti:

- a) impianti fotovoltaici, di cui al Titolo II, a loro volta distinti in piccoli impianti e grandi impianti;
- b) impianti fotovoltaici integrati con caratteristiche innovative, di cui al Titolo III;
- c) impianti a concentrazione, di cui al Titolo IV.

Limitatamente al periodo 1° giugno 2011 - 31 dicembre 2011 e a tutto l'anno 2012 i grandi impianti di cui alla lettera a) del comma 1 sono ammessi al regime di sostegno nei limiti di costo annuo individuati dalla tabella 1.1. Nella medesima tabella sono riportati anche i relativi obiettivi indicativi di potenza.

	1/06/2011-31/12/2011	Primo semestre 2012	Secondo semestre 2012	TOTALE
<b>limiti di costo</b>	300 M€	150 M€	130 M€	580 M€
<i>Obiettivi indicativi di potenza</i>	1.200 MW	770 MW	720 MW	2.690 MW

Tabella 1.1

Limitatamente al periodo 1° giugno 2011 - 31 dicembre 2011 e a tutto l'anno 2012 i piccoli impianti di cui alla lettera a) del comma 1 sono ammessi all'incentivo senza limiti di costo annuo, fatte salve le riduzioni tariffarie programmate stabilite dall'allegato 5.

Per gli anni dal 2013 al 2016, per gli impianti di cui alla lettera a) del comma 1 il superamento dei costi indicativi definiti dalla tabella 1.2 non limita l'accesso alle tariffe incentivanti, ma determina una riduzione aggiuntiva delle stesse per il periodo successivo, sulla base di quanto stabilito dall'allegato 5. Nella tabella 1.2 sono

individuati altresì i relativi obiettivi indicativi di potenza. Tali valori possono essere aggiornati sulla base di quanto stabilito dall'articolo 7, comma 5.

	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	140 MLE	140 MLE	200 MLE	200 MLE	155 MLE	155 MLE	86 MLE	86 MLE	1.361 MLE
Obiettivi indicativi di potenza	1.110 MW	1.225 MW	1.150 MW	1.300 MW	1.140 MW	1.340 MW	1.040 MW	1.450 MW	9.770 MW

Tabella 1.2

Limitatamente al periodo 1° giugno 2011 - 31 dicembre 2011 e a tutto l'anno 2012 agli impianti di cui alle lettere b) e c) del comma 1 si applicano le riduzioni tariffarie programmate stabilite dall'allegato 5.

Per gli anni dal 2013 al 2016, per gli impianti di cui alla lettere b) e c) del comma 1 il superamento dei costi indicativi definiti dalla tabella 1.3 non limita l'accesso alle tariffe incentivanti, ma determina una riduzione aggiuntiva delle stesse per il periodo successivo, sulla base di quanto stabilito dall'allegato 5.

	Tipologia di impianto	primo semestre 2013	secondo semestre 2013	primo semestre 2014	secondo semestre 2014
Livelli da costo indicativo	titolo III	22 MLE	30 MLE	37 MLE	44 MLE
	titolo IV	19 MLE	26 MLE	32 MLE	38 MLE
Obiettivi indicativi di potenza	titolo III	50 MW	70 MW	96 MW	110 MW
	titolo IV	50 MW	70 MW	90 MW	110 MW

Tabella 1.3

### 3.6.1.5 Tariffe incentivanti

L'energia elettrica prodotta dagli impianti ha diritto alla tariffa incentivante vigente alla data di entrata in esercizio, secondo quanto individuato all'Allegato 5 e descritto successivamente. La tariffa incentivante è riconosciuta per un periodo di 20 anni dalla data di entrata in esercizio dell'impianto, considerato al netto di eventuali fermate dovute a problemi di sicurezza della rete o eventi calamitosi, ed è costante in moneta corrente per tutto il periodo di incentivazione.

A partire dal 01/09/2013 le tariffe assumono valore onnicomprensivo sull'energia immessa nel sistema elettrico, e sulla quota di energia autoconsumata è attribuita una tariffa specifica. Di conseguenza, fino al 31/12/2012 si intende per "componente incentivante delle tariffe" il valore delle tariffe incentivanti, mentre successivamente è pari al valore della tariffa sull'autoconsumo.

Lo spostamento di un impianto fotovoltaico in un sito diverso da quello di prima installazione comporta la decadenza dal diritto alla tariffa incentivante. Eventuali modifiche, sullo stesso sito, della configurazione dell'impianto non possono comportare un incremento della tariffa incentivante.

Gli impianti entrati in esercizio a seguito di potenziamento possono accedere alle tariffe incentivanti limitatamente alla produzione aggiuntiva, fermo restando quanto stabilito dall'art. 24 comma 2 lettera i) punto ii, del D. Leg.vo 28/2011.

### **Cumulabilità degli incentivi e dei meccanismi di valorizzazione dell'energia elettrica prodotta**

Fatto salvo quanto previsto all'articolo 5, comma 4, del decreto ministeriale 6 agosto 2010 e quanto previsto al comma 4, le tariffe incentivanti di cui al presente decreto sono cumulabili esclusivamente con i seguenti benefici e contributi pubblici finalizzati alla realizzazione dell'impianto:

- a) 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 20 kW;
- b) contributi in conto capitale fino al 60% del costo di investimento per impianti fotovoltaici che siano realizzati su scuole pubbliche o paritarie di qualunque ordine e grado ed il cui il soggetto responsabile sia la scuola ovvero il soggetto proprietario dell'edificio scolastico, nonché su strutture sanitarie pubbliche e su superfici ed immobili di strutture militari e penitenziarie, ovvero su superfici e immobili o loro pertinenze di proprietà di enti locali o di regioni e province autonome;
- c) contributi in conto capitale in misura non superiore al 30% del costo di investimento per impianti fotovoltaici che siano realizzati su edifici pubblici diversi da quelli di cui alle lettere a) e b), ovvero su edifici di proprietà di organizzazioni non lucrative di utilità sociale che provvedono alla prestazione di servizi sociali affidati da enti locali, ed il cui soggetto responsabile sia l'ente pubblico o l'organizzazione non lucrativa di utilità sociale;
- d) contributi in conto capitale in misura non superiore al 30% del costo di investimento per impianti fotovoltaici realizzati su aree oggetto di interventi di bonifica, ubicate all'interno di siti contaminati come definiti dall'articolo 240 del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152 e successive modificazioni, purché il soggetto responsabile dell'impianto assuma la diretta responsabilità delle preventive operazioni di bonifica; i predetti contributi non sono cumulabili con il premio di cui all'articolo 13, comma 1, lettera a);
- e) contributi in conto capitale in misura non superiore al 30% del costo di investimento per impianti fotovoltaici integrati con caratteristiche innovative;
- f) contributi in conto capitale in misura non superiore al 30% del costo di investimento per impianti fotovoltaici a concentrazione;
- g) finanziamenti a tasso agevolato erogati in attuazione dell'articolo 1, comma 1111, della legge 27 dicembre 2006, n. 296;
- h) benefici conseguenti all'accesso a fondi di garanzia e di rotazione istituiti da enti locali o regioni e province autonome.

Fermo restando il diritto al beneficio della riduzione dell'imposta sul valore aggiunto per gli impianti facenti uso di energia solare per la produzione di calore o energia, di cui

a) decreto del Presidente della Repubblica 26 ottobre 1972, n. 633, e al decreto del Ministro delle finanze 29 dicembre 1999, le tariffe incentivanti di cui al presente decreto non sono applicabili qualora, in relazione all'impianto fotovoltaico, siano state riconosciute o richieste detrazioni fiscali.

Non possono accedere alle tariffe di cui al presente decreto gli impianti che hanno beneficiato delle tariffe incentivanti introdotte dai decreti interministeriali 28 luglio 2005, 6 febbraio 2006, 19 febbraio 2007 e 6 agosto 2010.

Dal 1° gennaio 2013, si applicano le condizioni di cumulabilità degli incentivi secondo le modalità di cui all'articolo 26 del decreto legislativo n. 28 del 2011, come definite con i decreti attuativi di cui all'articolo 24, comma 5, dello stesso decreto.

#### **Scambio sul posto, ritiro dedicato e cessione al mercato**

Per gli impianti di cui ai titoli II, III e IV del D.M. 05/05/2011, le tariffe incentivanti sono aggiuntive ai seguenti benefici, alternativi fra loro:

- a) il meccanismo dello scambio sul posto per gli impianti ammessi;
- b) il ritiro dedicato (*vendita indiretta* dell'energia prodotta), ovvero cessione al mercato (*vendita diretta*).

Sempre in riferimento al D.M. 05/05/2011, l'art. 6 esplicita le *Condizioni per l'accesso alle tariffe incentivanti*, l'art. 6-bis l'*Indennizzo nel caso di perdita del diritto a una determinata tariffa incentivante*, l'art. 7 la *Iscrizione al registro per i grandi impianti*, l'art. 8 la *Certificazione di fine lavori per i grandi impianti*, l'art. 9 la *Trasmissione della documentazione di entrata in esercizio e accesso alle tariffe incentivanti*.

#### **Premio per impianti fotovoltaici abbinati ad un uso efficiente dell'energia**

I piccoli impianti sugli edifici possono beneficiare di un premio aggiuntivo rispetto alle tariffe previste dal presente titolo, qualora abbinati ad un uso efficiente dell'energia.

Per accedere al premio di cui al comma precedente il soggetto responsabile:

- a) si dota di un attestato di certificazione energetica relativo all'edificio o unità immobiliare su cui è ubicato l'impianto, comprendente anche l'indicazione di possibili interventi migliorativi delle prestazioni energetiche dell'edificio o dell'unità immobiliare;
- b) successivamente alla data di entrata in esercizio dell'impianto fotovoltaico, effettua interventi sull'involucro edilizio tra quelli individuati nella medesima certificazione energetica che conseguano una riduzione di almeno il 10% di entrambi gli indici di prestazione energetica estiva e invernale dell'involucro edilizio relativi all'edificio o all'unità immobiliare rispetto ai medesimi indici come individuati nella certificazione energetica;
- c) si dota di una nuova certificazione energetica dell'edificio o unità immobiliare al fine di dimostrare l'avvenuta esecuzione degli interventi e l'ottenimento della riduzione del fabbisogno di energia come individuato nella certificazione energetica di cui al punto a).

A seguito dell'esecuzione degli interventi, il soggetto responsabile presenta istanza per il riconoscimento del premio al GSE corredata dalle certificazioni energetiche dell'edificio o unità immobiliare, di cui al comma precedente lettere a) e c).

Il premio è riconosciuto a decorrere dall'anno solare successivo alla data di ricevimento dell'istanza e consiste in una maggiorazione percentuale applicata in misura pari alla

metà della percentuale di riduzione del fabbisogno di energia conseguita con arrotondamento commerciale alla terza cifra decimale. Il premio è riconosciuto per il periodo residuo di diritto alla tariffa incentivante. La maggiorazione predetta non può in ogni caso eccedere il 30% della componente incentivante della tariffa riconosciuta alla data di entrata in esercizio dell'impianto fotovoltaico.

L'esecuzione di nuovi interventi sull'involucro edilizio che conseguano una ulteriore riduzione di almeno il 10% di entrambi gli indici di prestazione energetica estiva e invernale dell'edificio o unità immobiliare, certificata con le modalità di cui al comma 2, è presupposto per il riconoscimento di un ulteriore premio, determinato in riferimento alla somma delle riduzioni ottenute, fermo restando il limite massimo del 30%.

Per i piccoli impianti realizzati su edifici di nuova costruzione, ovvero per i quali sia stato ottenuto il pertinente titolo edilizio in data successiva alla data di entrata in vigore del presente decreto, il premio di cui al presente articolo consiste in una maggiorazione del 30%, applicata con le modalità previste dal Decreto in oggetto, qualora sia conseguita una prestazione energetica per il raffrescamento estivo dell'involucro di almeno il 50% inferiore ai valori minimi di cui all'articolo 4, comma 3, del decreto del Presidente della Repubblica 2 aprile 2009, n. 59, nonché una prestazione energetica per la climatizzazione invernale di almeno il 50% inferiore ai valori minimi di cui all'articolo 4, comma 2, del decreto del Presidente della Repubblica 2 aprile 2009, n. 59. Il conseguimento di detti valori è attestato da certificazione energetica.

Per gli edifici parzialmente climatizzati, la produzione dell'impianto fotovoltaico che può accedere al premio di cui al presente articolo è quella riferibile all'impianto o porzione di impianto che sottende l'equivalente della superficie utile climatizzata.

L'accesso al premio di cui al presente articolo è alternativo all'accesso ad altre forme di incentivazione riconosciute per i medesimi interventi che danno diritto al premio.

#### **Premi per specifiche tipologie e applicazioni di impianti fotovoltaici**

La componente incentivante della tariffa individuata sulla base dell'allegato 5 è incrementata con le modalità di cui all'articolo 11, comma 3 del Decreto, e con arrotondamento commerciale alla terza cifra decimale:

- a) del 5% per gli impianti fotovoltaici diversi da quelli di cui all'articolo 3, comma 1, lettera g), qualora i medesimi impianti siano ubicati in zone classificate alla data di entrata in vigore del presente decreto dal pertinente strumento urbanistico come industriali, cave o discariche esaurite, area di pertinenza di discariche o di siti contaminati come definiti dall'articolo 240 del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152 e successive modificazioni;
- b) del 5% per i piccoli impianti, 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;
- c) di 5 centesimi di euro/kWh per gli impianti di cui all'articolo 3, comma 1, lettera g), installati in sostituzione di coperture in eternit o comunque contenenti amianto;
- d) del 5% per gli impianti il cui costo di investimento di cui all'articolo 3, comma 1, lettera b) per quanto riguarda i componenti diversi dal lavoro, sia per non meno del 60% riconducibile ad una produzione realizzata all'interno della Unione Europea.”

Fatte salve le disposizioni interpretative di cui all'articolo 20 del decreto ministeriale 6 agosto 2010, commi 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, gli impianti i cui moduli costituiscono elementi costruttivi di pergole, serre, barriere acustiche, tettoie e pensiline hanno diritto a una tariffa pari alla media aritmetica fra la tariffa spettante per "impianti fotovoltaici realizzati su edifici" e la tariffa spettante per "altri impianti fotovoltaici". Al fine di garantire la coltivazione sottostante, le serre a seguito dell'intervento devono presentare un rapporto tra la superficie totale dei moduli fotovoltaici installati sulla serra e la superficie totale esterna della serra stessa ad almeno il 50%. Ai soli fini di cui al decreto in oggetto, i fabbricati rurali sono equiparati agli edifici, sempreché accertati prima della data di entrata in esercizio dell'impianto fotovoltaico.

### **3.6.1.6 GRANDI IMPIANTI**

#### **Iscrizione al registro per i grandi impianti**

Per gli anni 2011 e 2012 i soggetti responsabili di grandi impianti devono richiedere al GSE l'iscrizione all'apposito registro informatico, inviando la documentazione di cui all'allegato 3-A.

Per l'anno 2011 le richieste di iscrizione al registro devono pervenire al GSE dal 20/05/2011 al 30/06/2011. Per lo stesso anno, il periodo per l'iscrizione al registro è riaperto, nel caso di ulteriore disponibilità nell'ambito del limite di costo di cui all'articolo 4, comma 2, dal 15/09/2011 al 30/09/2011. Per il primo semestre dell'anno 2012 il periodo per l'iscrizione al registro decorre dal 1° al 30 novembre 2011 e viene successivamente riaperto, nel caso di ulteriori disponibilità, nell'ambito del limite di costo di cui all'articolo 4, comma 2, dal 1° al 31 gennaio 2012. Per il secondo semestre dell'anno 2012 il periodo per l'iscrizione al registro decorre dal 1° al 28 febbraio 2012 e viene successivamente riaperto, nel caso di ulteriori disponibilità, nell'ambito del limite di costo di cui all'articolo 4, comma 2 dal 1° al 31 maggio 2012, tenuto conto di quanto stabilito dall'articolo 6, comma 3, lettera a), terzo periodo.

Il GSE forma la graduatoria degli impianti iscritti al registro e la pubblica sul proprio sito entro quindici giorni dalla data di chiusura del relativo periodo, secondo i seguenti criteri di priorità, da applicare in ordine gerarchico:

- a) impianti entrati in esercizio alla data di presentazione della richiesta di iscrizione;
- b) impianti per i quali sono stati terminati i lavori di realizzazione alla data di presentazione della richiesta di iscrizione; in tal caso, fermo restando quanto previsto all'articolo 8;
- c) precedenza della data del pertinente titolo autorizzativo;
- d) minore potenza dell'impianto;
- e) precedenza della data della richiesta di iscrizione al registro.

Qualora per un impianto iscritto al registro in posizione tale da rientrare nei limiti di costo di cui all'articolo 4, comma 2, non sia prodotta la certificazione della fine dei lavori entro il termine indicato all'articolo 6, comma 1, lettera b), l'iscrizione dello stesso impianto decade. Nel caso in cui tale impianto sia comunque completato e acceda, in un periodo successivo, alle tariffe incentivanti con le modalità e nei limiti di cui al presente decreto, ad esso spetta la tariffa vigente alla data di entrata in esercizio ridotta del 20%.

La graduatoria formata a seguito dell'iscrizione al registro non è soggetta a scorrimento, fatto salvo il caso di cancellazioni a cura del GSE di impianti iscritti che entrino in esercizio entro il 31/08/2011. Le eventuali risorse liberatesi a seguito di rinuncia o

decadenza dal diritto sono allocate sul primo periodo utile successivo. Il GSE provvede alla ricognizione delle predette risorse e a comunicare il periodo della relativa allocazione.

Qualora un impianto iscritto al registro nell'anno 2011 in posizione tale da non rientrare nel limite di costo di cui all'articolo 4, comma 2, intenda accedere alle tariffe incentivanti nell'anno 2012 deve inoltrare al GSE una nuova richiesta di iscrizione con le modalità di cui ai precedenti commi.

Il comma 4 non si applica nei casi di mancato rispetto del termine di cui all'articolo 6, comma 1, lettera b), dovuto a eventi calamitosi riconosciuti come tali dalle competenti autorità. In tal caso, l'impianto mantiene il diritto di accesso alle tariffe incentivanti, fermo restando quanto stabilito dall'articolo 6, comma 2.

L'iscrizione al registro non è cedibile a terzi.

Il GSE pubblica le regole tecniche per l'iscrizione al registro di cui al presente decreto (Decreto Ministero Sviluppo Economico 05/05/2011) entro e non oltre il 15/05/2011.

#### **Certificazione di fine lavori per i grandi impianti**

Per gli anni 2011 e 2012 il soggetto titolare di un impianto iscritto al registro descritto in precedenza comunica al GSE il termine dei lavori di realizzazione dell'impianto, allegando perizia asseverata che certifichi il rispetto di quanto previsto all'Allegato 3-B, e trasmette copia della comunicazione e della perizia al gestore di rete.

Entro 30 giorni dalla comunicazione di cui al comma 1, il gestore di rete verifica la rispondenza di quanto dichiarato nella perizia asseverata dandone comunicazione al GSE.

Nell'ambito delle regole tecniche di cui all'articolo 7, comma 9 del Decreto Ministero Sviluppo Economico 05/05/2011, il GSE redige un apposito protocollo sulla base del quale i gestori di rete provvedono alla verifica di quanto dichiarato nella perizia asseverata, di cui al comma 1.

Per gli impianti di cui all'articolo 7, comma 3, lettera h) del Decreto in oggetto, la comunicazione del termine dei lavori di realizzazione dell'impianto corredata dalla perizia asseverata di cui al comma 1 è allegata alla richiesta di iscrizione al registro.

#### **3.6.1.7 Trasmissione della documentazione di entrata in esercizio e accesso alle tariffe incentivanti**

Entro quindici giorni solari dalla data di entrata in esercizio dell'impianto, il soggetto responsabile è tenuto a far pervenire al GSE la richiesta di concessione della pertinente tariffa incentivante, completa di tutta la documentazione prevista dall'allegato 3-C. Il mancato rispetto dei termini di cui al presente comma comporta il mancato riconoscimento delle tariffe incentivanti per il periodo intercorrente fra la data di entrata in esercizio e la data della comunicazione al GSE, fermo restando il diritto alla tariffa vigente alla data di entrata in esercizio.

Ai fini di cui al comma precedente, è fatto obbligo ai gestori di rete di provvedere alla connessione degli impianti alla rete elettrica nei termini stabiliti dalla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas n. ARG/elt 99/08 e successive modificazioni. Il GSE, verificato il rispetto delle disposizioni del presente decreto, determina e assicura al soggetto responsabile l'erogazione della tariffa spettante entro centoventi giorni dalla data di ricevimento della medesima richiesta, al netto dei tempi imputabili al soggetto responsabile.

La cessione dell'impianto fotovoltaico, ovvero dell'edificio o unità immobiliare su cui è ubicato l'impianto fotovoltaico congiuntamente all'impianto stesso, deve essere comunicata al GSE entro 30 giorni dalla data di registrazione dell'atto di cessione.

Il periodo di diritto alle tariffe incentivanti di cui al presente decreto è considerato al netto di eventuali fermate disposte a seguito di problematiche connesse alla sicurezza della rete ovvero a seguito di eventi calamitosi riconosciuti come tali dalle competenti autorità.

### **3.6.2 IMPIANTI FOTOVOLTAICI INTEGRATI CON CARATTERISTICHE INNOVATIVE**

**(Titolo III Decreto Ministero Sviluppo Economico 05/05/2011)**

#### *Requisiti dei soggetti e degli impianti*

Possono beneficiare delle tariffe incentivanti di cui al presente titolo, con le modalità e alle condizioni da esso previste, i seguenti soggetti:

- a) le persone fisiche;
- b) le persone giuridiche;
- c) i soggetti pubblici;
- d) i condomini di unità immobiliari ovvero di edifici.

Possono beneficiare delle tariffe incentivanti di cui al presente titolo gli impianti fotovoltaici che utilizzano moduli non convenzionali e componenti speciali, sviluppati specificatamente per integrarsi e sostituire elementi architettonici, aventi i seguenti requisiti:

- a) potenza nominale non inferiore a 1 kW e non superiore a 5 MW;
- b) conformità alle pertinenti norme tecniche richiamate nell'allegato 1 e alle disposizioni di cui all'articolo 10 del decreto legislativo n. 28 del 2011, ove applicabili; in particolare i moduli fotovoltaici dovranno essere certificati in accordo con la norma CEI EN 61215 se realizzati con silicio cristallino, con la norma CEI EN 61646, se realizzati con film sottili;
- c) realizzati con moduli e componenti che rispondono ai requisiti costruttivi e alle modalità di installazione indicate in allegato 4 del Decreto;
- d) realizzati con componenti di nuova costruzione o comunque non già impiegati in altri impianti così come stabilito dal decreto ministeriale 2 marzo 2009;
- e) collegati 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.

Ai fini dell'attribuzione delle tariffe di cui al presente titolo, entro il 30 giugno 2011 il GSE aggiorna la guida sugli impianti fotovoltaici integrati con caratteristiche innovative, contenente schede di dettaglio che indicano, in riferimento alle singole applicazioni, le modalità con cui sono rispettate le prescrizioni di cui all'allegato 4 del Decreto.

4. Agli impianti di cui al presente titolo si applicano le disposizioni del Decreto Ministero Sviluppo Economico 05/05/2011 di cui all'articolo 10, commi 3, 4 e 5.

#### *Tariffe incentivanti*

Pur l'energia elettrica prodotta dagli impianti fotovoltaici di cui al presente titolo, il soggetto responsabile ha diritto a una tariffa individuata sulla base di quanto disposto dall'allegato 5.

La tariffa incentivante è riconosciuta per un periodo di venti anni a decorrere dalla data di entrata in esercizio dell'impianto ed è costante in moneta corrente per tutto il periodo di incentivazione.

Gli impianti fotovoltaici di cui al presente titolo hanno diritto al premio di cui all'articolo 12 con le modalità e alle condizioni ivi previste.

Gli impianti entrati in esercizio a seguito di potenziamento possono accedere alle tariffe incentivanti limitatamente alla produzione aggiuntiva, fermo restando quanto stabilito dall'articolo 24, comma 2, lettera i), punto ii, del decreto legislativo n. 28 del 2011.

Sono fatti salvi gli obblighi previsti dalla normativa fiscale in materia di produzione di energia elettrica.

### **3.6.2 IMPIANTI A CONCENTRAZIONE**

**(Titolo IV Decreto Ministero Sviluppo Economico 05/05/2011)**

#### *Requisiti dei soggetti e degli impianti*

Possono beneficiare delle tariffe incentivanti di cui al presente titolo i seguenti soggetti:

a) le persone giuridiche;

b) i soggetti pubblici.

Possono beneficiare delle tariffe incentivanti di cui al presente decreto gli impianti fotovoltaici aventi i seguenti requisiti:

a) abbiano potenza nominale non inferiore a 1 kW e non superiore a 5 MW;

b) siano conformi alle pertinenti norme tecniche richiamate nell'allegato 1 e alle disposizioni di cui all'articolo 10 del decreto legislativo n. 28 del 2011, ove applicabili; in particolare i moduli fotovoltaici dovranno essere certificati in accordo con la norma CEI EN 62108;

c) siano realizzati con componenti di nuova costruzione o comunque non già impiegati in altri impianti così come stabilito dal decreto ministeriale 2 marzo 2009;

d) siano collegati 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.

Agli impianti di cui al presente titolo si applicano le disposizioni del Decreto Ministero Sviluppo Economico 05/05/2011 di cui all'articolo 10, commi 3 e 4.

#### *Tariffe incentivanti*

Per l'energia elettrica prodotta dagli impianti fotovoltaici di cui al presente titolo, il soggetto responsabile ha diritto a una tariffa individuata sulla base di quanto disposto dall'allegato 5.

La tariffa incentivante è riconosciuta per un periodo di venti anni a decorrere dalla data di entrata in esercizio dell'impianto ed è costante in moneta corrente per tutto il periodo di incentivazione.

Gli impianti entrati in esercizio a seguito di potenziamento possono accedere alle tariffe incentivanti limitatamente alla produzione aggiuntiva, fermo restando quanto stabilito dall'articolo 24, comma 2, lettera i), punto ii, del decreto legislativo n. 28 del 2011.

Sono fatti salvi gli obblighi previsti dalla normativa fiscale in materia di produzione di energia elettrica.

#### *Impianti fotovoltaici con innovazione tecnologica*

Con decreto del Ministro dello sviluppo economico, di concerto con il Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare e d'intesa con la Conferenza unificata, sono definite le caratteristiche di innovazione tecnologica e i requisiti tecnici degli impianti con innovazione tecnologica di cui all'articolo 3, comma 1, lettera l).

Con il decreto di cui al comma precedente, vengono definite le tariffe incentivanti spettanti agli impianti fotovoltaici con innovazione tecnologica ed i requisiti per l'accesso.

## **4.0. ENERGIA EOLICA**

### **4.1. Premessa**

Il settore eolico rappresenta, allo stato attuale della evoluzione tecnologica, un settore cosiddetto "maturo" e cioè in grado di costituire a tutti gli effetti un'alternativa al modo di produrre energia elettrica.

### **4.2 Quadro normativo**

I riferimenti normativi a cui si fa riferimento sono:

- il Libro Bianco della Commissione Europea del 20/11/1996 "Energia del futuro: le fonti energetiche rinnovabili" che prevede obiettivi minimi di sviluppo delle fonti energetiche rinnovabili nell'UE al 2010;
- il Libro Bianco Nazionale per la valorizzazione energetica delle fonti rinnovabili, approvato dal CIPE con delibera 126/99, che ha individuato gli obiettivi quantitativi nazionali da perseguire individuando nelle fonti rinnovabili uno degli strumenti, insieme all'efficienza energetica e ai meccanismi flessibili, per consentire di mantenere gli impegni assunti con il protocollo di Kyoto, che prevede per l'Italia l'abbassamento delle emissioni di CO<sub>2</sub>;
- il D. Lgs. 31/03/1998 n. 112, che con l'art. 31 attribuisce alle Province le funzioni in materia di autorizzazione all'installazione ed esercizio degli impianti di produzione di energia (rinnovabili e non) "nell'ambito delle linee ed indirizzo e di coordinamento previste dai piani energetici regionali";
- l'art. 11 del Decreto Legislativo 16/03/1999 n. 79 che ha introdotto l'obbligo, a carico dei produttori e degli importatori di energia elettrica prodotta da fonti non rinnovabili, di immettere nel sistema elettrico nazionale, a decorrere dal 2002, una quota minima di elettricità prodotta da impianti alimentati a fonti rinnovabili entrati in esercizio dopo il 1° Aprile 1999. Produttori ed importatori soggetti all'obbligo possono adempiervi immettendo in rete elettricità prodotta da fonti rinnovabili oppure acquistando da altri produttori titoli, chiamati certificati verdi (CV), comprovanti la produzione dell'equivalente quota;
- il DGR Campania n° 4818 del 25/10/2002 e DGR Campania n° 3533 del 05/12/2003, che esplicita le Linee guida in materia di politica regionale e di sviluppo sostenibile del settore energetico quale strumento di programmazione di settore;

- Decreto Legislativo n° 387 del 29/12/2003 "Attuazione della Direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità" il quale prevede che la costruzione e l'esercizio degli impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili sono soggetti ad autorizzazione unica, svolta con le modalità di cui alla Legge 241/90;
- il Ministro delle Attività Produttive, di concerto col Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio, in ottemperanza a quanto previsto dall'art. 20, comma 8 del Decreto Legislativo n. 387/03, emanò il 24 ottobre 2005 il Decreto recante "Aggiornamento delle direttive per l'incentivazione dell'energia prodotta da fonti rinnovabili ai sensi dell'articolo 11, comma 5, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79" che, nell'abrogare i DM 11 novembre 1999 e 18 marzo 2002, ha dettato nuove disposizioni per la qualificazione degli impianti a fonte rinnovabile (qualificazione IAFR) e per l'emissione dei certificati verdi. In attuazione di quanto previsto dall'art. 11, comma 1 del DM 24/10/2005, il GSE ha adottato le procedure tecniche per la qualificazione IAFR e per l'emissione dei certificati verdi sottopomendale, per la relativa approvazione, ai Ministri dello Sviluppo Economico e dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare. Dette Procedure sono state approvate con Decreto del 21 dicembre 2007, pubblicato, unitamente alle Procedure, nella Gazzetta Ufficiale n. 16 del 19/1/2008, supplemento ordinario;
- DGR Campania 1 agosto 2006, n° 1318, approvazione del Piano d'Azione per lo Sviluppo Economico Regionale - PASER - nel quale, negli ambiti di intervento strategici, un ruolo centrale viene attribuito al comparto produzione energetica, in particolare da fonti energetiche rinnovabili, come fattore propulsivo per una dinamica di crescita sostenibile;
- DGR Campania n° 1955 del 30/11/2006 per lo svolgimento del procedimento unico di cui al D. Lgs. 387/2003 comma 3 art. 12: "Linee guida per lo svolgimento del procedimento unico relativo alla installazione di impianti per la produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile";
- procedura di assoggettabilità alla VIA e dalla valutazione di impatto ambientale, ai sensi dell'art. 27 della legge 23 luglio 2009, n° 99 recante "disposizioni per lo sviluppo e l'internazionalizzazione delle imprese, nonché in materia di Energia" pubblicata in G.U. n. 176 del 31 luglio 2009
- la DGR Campania n° 1642 del 30/10/2009 che ha approvato il "Documento ricognitivo della normativa vigente in materia di rilascio dell'autorizzazione unica di cui all'art. 12 D. Lgs. 29/12/2003 n. 387. Norme generali sul procedimento", insieme alle tabelle 1, 2 e 3 ed al modulo di domanda ad esso allegati, stabilendo che:
  - nelle more dell'approvazione delle linee guida nazionali di cui all'art. 12, comma 10, del D. Lgs. 29/12/2003, n. 387, trovano applicazione le disposizioni di cui ai commi da 1 a 9 del citato art. 12 e le disposizioni previste in materia dalle altre norme nazionali e regionali, nonché, per quanto attiene il procedimento, le disposizioni di cui all'allegato A della stessa delibera;
  - di confermare la delega alle Province all'esercizio della funzione di rilascio dell'autorizzazione unica per l'installazione ed esercizio dei seguenti impianti:

- a) fotovoltaici: fino alla potenza di 1 MW di picco, fatti salvi gli interventi di cui alle lettere b2 e b3 del D.M. 19/02/2007;
- b) eolici: fino alla potenza di 1 MW;
- c) idroelettrici: fino alla potenza di 1 MW, compresi quelli che utilizzano energia del moto ondoso;
- d) termoelettrici alimentati a biomassa e/o biogas con le caratteristiche e i limiti di cui al comma 14 dell'art. 269 del D.Lgs. n. 152 del 03/04/06;
- e) gli interventi a biomassa vegetale liquida vergini di cui all'art. 65 della L.R. 1/2008 con potenza superiore a quella di cui alla precedente lett. d) fino a 5 MW elettrici;

➤ nell'esercizio della delega le Province si attengono ai criteri per l'istruttoria delle istanze, approvati con la stessa delibera;

- la Delibera di Giunta n° 89 del 19/04/2010 della Provincia di Avellino, che nel recepire la delibera di Giunta della Regione Campania n 1642 del 30.10.2009 di cui sopra, ha approvato il disciplinare per "l'autorizzazione degli impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti di energia rinnovabili" individuando nel Settore Ambiente la struttura provinciale responsabile del procedimento per il rilascio dell'autorizzazione unica e fissando in base alla taglia di potenza delle opere da realizzare l'importo degli oneri istruttori;
- il Decreto 10 settembre 2010 del Ministro dello Sviluppo Economico, di concerto con il Ministro dell'Ambiente e della Tutela del territorio e del Mare e del Ministro per i Beni e le Attività Culturali, pubblicato in G.U. n. 219 del 18-9-2010, con il quale sono state emanate "Linee guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili", disciplinanti il procedimento per il rilascio dell'autorizzazione alla costruzione ed all'esercizio di impianti di produzione di elettricità da fonti rinnovabili ex art. 12, comma 10 del D.Lgs. 387/03, nonché le linee guida tecniche per gli impianti stessi.

#### 4.3. Analisi del potenziale eolico

L'energia eolica è sempre più una fonte competitiva di energia elettrica. L'assenza di emissioni nocive e la ridotta produzione di CO<sub>2</sub>. L'indipendenza da qualsiasi fonte di carburante, la disponibilità della materia prima (il vento) a costo zero, in loco e nelle 24 ore (rispetto agli impianti fotovoltaici) sono i principali vantaggi della soluzione energetica. Il livello di rumorosità, considerato nel passato uno dei principali deterrenti all'installazione di pale eoliche, con le nuove soluzioni impiantistiche è inferiore a 40 dB. Lo svantaggio principale è costituito dalla variabilità dei venti, e dunque dall'impossibilità di avere una produzione costante di energia nell'arco dell'anno e della giornata.

Il problema della stima dell'energia media producibile dal vento in una data area geografica o, viceversa, dell'individuazione delle aree geografiche strategiche eleggibili per la produzione di energia, è strettamente correlato all'orografia del terreno e alla distribuzione della velocità del vento; sono coinvolti dunque vincoli economici, sociali (aspetti estetici) e ambientali.

La specifica conformazione del terreno e degli insediamenti urbani è importante, oltre che per verificare la presenza dello spazio fisico necessario alle installazioni (vedi

Delibera 28/S6 del 26 luglio 2007, successivamente modificata dalla Delibera 30/02 del 23 maggio 2008), perché più un terreno è rugoso (cioè presenta variazioni brusche di pendenza, boschi, edifici e montagne) maggiori saranno gli ostacoli che il vento incontrerà e che ne ridurranno velocità.

Realizzare un'analisi puntuale è attività complessa e laboriosa, essendo necessarie campagne anemometriche condotte per lunghi periodi (da 1 a 3 anni) finalizzate alla stima delle distribuzioni di velocità del vento annuali, delle variazioni mensili e annuali, della velocità media e del profilo verticale della velocità del vento.

Esistono tuttavia fonti nazionali che supportano nell'individuazione dei range di velocità del vento intercettabili per il territorio del Comune di Teora (AV) a partire dalle quali è possibile stimare l'energia producibile installando aerogeneratori di piccola e media taglia.

#### **4.4 Metodo d'analisi**

Per la stima del potenziale eolico del Comune di Teora (AV) ci si è avvalsi dell'impiego dell'atlante eolico redatto dalla società CESI SpA nell'ambito delle attività di ricerca riguardanti il Sistema Elettrico Nazionale. Tale atlante è costituito da mappe rappresentate su sfondo cartografico in scala 1:750.000; la sua costruzione è stata condotta in due fasi:

- in una prima fase è stato impiegato il modello matematico WINDS attraverso cui sono stati ricavati i flussi di vento in un dominio tridimensionale. Su questa base si sono costruite mappe di vento in funzione dell'altezza dal suolo partendo da dati di vento in alta quota [sfruttando i dati dell'European Centre for Medium Range Weather Forecast (ECMWF) di Reading, Gran Bretagna] e tenendo altresì conto dell'orografia e delle caratteristiche del terreno (database dell'U.S. Geological Survey);
- la seconda fase ha riguardato la raccolta e l'elaborazione dei dati anemometrici disponibili sul territorio per riportare i dati del vento vicino alla superficie terrestre. Sono stati impiegati dati misurati nelle stazioni anemometriche di vari operatori.

Oltre alle mappe della velocità media annua del vento alla quota sul livello del mare o del terreno di 25m, 50m, 75m, 100m, poiché la producibilità energetica dipende anche dalla forma della distribuzione di frequenza delle velocità, l'Atlante del CESI profila per il territorio italiano la producibilità specifica rispetto alla quota sul terreno o sul mare, ovvero il rapporto tra la producibilità media annua di un aerogeneratore (MWh) e la sua potenza nominale (MW), che è il numero di ore equivalenti (h), ovvero il numero di ore annue di funzionamento alla piena potenza nominale.

Per quanto riguarda il territorio di Teora (AV), le informazioni estratte dall'Atlante Eolico dell'Italia con una semplice lettura indicano come la risorsa eolica sia, in linea di massima, distribuita. Si riportano di seguito un estratto dall'atlante.

Mappe complessive e quadre d'insieme delle tavole di velocità media annua del vento a 25 m s.l.t.



Figura 2 – Mappa complessiva Italia velocità media annua a 25 m s.l.t.

Tra le tavole che descrivono la velocità del vento, la più aderente alle misure delle stazioni anemometriche è quella relativa ai 25 m dal suolo. Al di sopra di questa quota, infatti, i sensori perdono di efficienza e le loro misurazioni diventano meno rilevanti.

E' da sottolineare, infine, che una campagna di misura anemometrica ad hoc, è indispensabile qualora si decidesse di candidare siti scelti sulla base delle sole indicazioni della mappa all'eventuale sviluppo di impianti eolici per la produzione di energia elettrica, in modo da poter dare indicazioni valide in merito a una buona producibilità correlata ai siti ritenuti eleggibili.

Per le mappe di producibilità occorre considerare che, a parità di velocità media, la producibilità energetica dipende anche:

- dalle caratteristiche degli aerogeneratori utilizzabili (andamento del coefficiente di potenza).
- dai profili di dettaglio della distribuzione statistica locale della velocità del vento (tipo di distribuzione).

Infine, la producibilità teorica trascura, inoltre, perdite di energia di qualunque tipo.

In definitiva, alla luce di queste considerazioni, appare evidente come tali informazioni forniscano dei parametri puramente indicativi che possono supportare in una prima scrematura dei siti al fine di selezionare quelli potenzialmente strategici. Per le aree di interesse è comunque necessario uno studio più dettagliato basato sui dati di campagne anemometriche ad hoc.

#### 4.5. Cenni sui meccanismi economici di riferimento

I due meccanismi cui fare riferimento in caso di collegamento alla rete di un impianto eolico - al di là delle alternative contratti bilaterali o vendita diretta in borsa - (ci si riferisce, secondo il *Dm Sviluppo Economico del 18 dicembre 2008*, a impianti a fonti rinnovabili di piccole dimensioni, entrati in esercizio in data successiva al 31 dicembre 2007) sono:

- **Tariffa Omnicomprensiva** (a seguito alla *delibera 1/09* dell'AEEG - Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas, prevede la possibilità, in caso di potenze installate inferiori ai 200 kW, di collegarsi alla rete e vendere l'energia prodotta al netto degli autoconsumi, con un corrispettivo (somma di incentivo e ricavo per la vendita dell'energia) di 30 €cent per ogni kWh per un periodo di 15 anni. Per poter accedere alla Tariffa è necessario che l'impianto ottenga dal GSE (Gestore dei Servizi Elettrici) la qualifica IAPR (Impianti Alimentati a Fonti Rinnovabili).

Scaduti i 15 anni si può continuare a vendere energia secondo il meccanismo del **Ritiro dedicato** (*delibera 280/07* dell'AEEG), una forma semplificata di vendita indiretta dell'energia con ritiro demandato al GSE. Fino a 1 MW di potenza nominale installata sono previsti dei prezzi minimi garantiti.

La tariffa omnicomprensiva può essere variata ogni tre anni con decreto del Ministro dello sviluppo economico assicurando la congruità della remunerazione ai fini dell'incentivazione delle fonti energetiche rinnovabili.

- **Scambio sul Posto** (*delibera 74/08 e 1/09* dell'AEEG), per potenze installate inferiori ai 200 kW, è una sorta di autoconsumo differito, in quanto è possibile immettere energia in rete e prelevarla quando se ne ha la necessità, "utilizzando quindi il sistema elettrico quale strumento per l'immagazzinamento virtuale dell'energia elettrica prodotta, ma non contestualmente auto consumata". In

questo contesto l'utente paga al proprio fornitore zonale ciò che consuma, mentre il GSE calcola un contributo che ristabilisce l'equità dello scambio. Lo Scambio sul posto è un meccanismo non compatibile con la Tariffa onnicomprensiva (che è piuttosto una vendita incentivata di energia elettrica) e con il Ritiro dedicato dell'energia ma è compatibile con Certificati Verdi.

I **Certificati Verdi** (che hanno taglia di 1 MWh) vengono riconosciuti per tutta l'energia prodotta dall'impianto (moltiplicata per il suo coefficiente che, nel caso dell'eolico per impianti di taglia superiore a 200 kW è 1,00 secondo l'art. 2, comma 144 Finanziaria 2008) per una durata di 15 anni. A titolo esemplificativo, il valore di riferimento dei Certificati del GSE, così come previsto dall'articolo 2, comma 148 della Finanziaria 2008 è di 180 € per MWh. Il prezzo al quale il Gestore si impegna a ritirare i Certificati è pari al valore di riferimento detratto il valore medio annuo del prezzo dell'energia comunicato dall'Autorità per quell'anno. A questo valore per MWh va poi sommato il corrispettivo per la vendita dell'energia.

Il regime fiscale connesso al Conto energia in regime di Scambio sul posto o in regime di Ritiro dedicato varia notevolmente a seconda della figura del gestore dell'impianto e della taglia e modalità di utilizzo dello stesso.

**Scelta della tipologia di incentivazione.** Il diritto di opzione tra i certificati verdi e la tariffa onnicomprensiva è esercitato all'atto della richiesta al GSE della qualifica IAFR.

E' consentito, prima della fine del periodo di incentivazione, salva l'eccezione di cui all'art. 21 comma 2 del DM 18/12/08, un solo passaggio da un sistema incentivante all'altro; in tal caso, la durata del periodo di diritto al nuovo sistema incentivante è ridotta del periodo già fruito con il precedente sistema.

I soggetti aventi diritto alla tariffa fissa onnicomprensiva che, nelle more dell'emanazione del DM 18 dicembre 2008 hanno fatto richiesta dei certificati verdi, entro tre mesi dalla data di entrata in vigore dello stesso Decreto possono optare per la tariffa fissa onnicomprensiva. In tal caso, la durata del periodo di validità della tariffa fissa onnicomprensiva è ridotta del periodo a cui è riferita la produzione incentivata che ha già percepito i certificati verdi.

I soggetti aventi diritto alla tariffa fissa onnicomprensiva che non hanno fatto richiesta dei certificati verdi e che, nelle more dell'entrata in vigore del DM 18 dicembre 2008, hanno chiesto il ritiro dell'energia ai sensi dell'articolo 13, comma 3, del D.lgs. 387/03, hanno diritto alla tariffa fissa onnicomprensiva a partire dalla data di entrata in esercizio commerciale dell'impianto. A tal fine, il GSE opera conguagli sulla tariffa applicata.

#### **4.6 Disposizioni per gli impianti entrati in esercizio prima del 1° Gennaio 2008**

La Legge Finanziaria 2008 ed il DM 18 dicembre 2008 stabiliscono quanto segue:

- I. il prolungamento del periodo di incentivazione dei certificati verdi fino a 12 anni si applica agli impianti:
  - a) entrati in esercizio tra il 1/4/1999 ed il 31/12/2007 a seguito di nuova costruzione, riattivazione, rifacimento totale e parziale, potenziamento ed alimentati a
    - fonti rinnovabili

- rifiuti non totalmente biodegradabili o più in generale impianti ibridi per la quota parte ascrivibile alla fonte rinnovabile
- b) termoelettrici a fonte convenzionale in esercizio prima del 1/4/1999 e che successivamente, ma entro il 31/12/2007, operano come centrali ibride. Per detti impianti, qualora alimentati a biomasse da filiera, è concesso un periodo aggiuntivo di incentivazione di quattro anni in misura corrispondente al 60% dell'energia elettrica incentivata risultante in ciascuno dei predetti 4 anni ed attribuibile a tali biomasse;
- II. resta fermo a 8 anni il periodo di incentivazione per l'energia elettrica prodotta dagli impianti, alimentati a rifiuti ed ascrivibile alla porzione non biodegradabile degli stessi, entrati in esercizio entro il 31/12/2006 e che hanno acquisito il diritto ai certificati verdi ai sensi della normativa vigente fino alla stessa data. Per detti impianti è concesso un periodo aggiuntivo di incentivazione di quattro anni, in misura corrispondente al 60% dell'energia elettrica incentivata risultante in ciascuno dei predetti 4 anni ed ascrivibile alla porzione non biodegradabile dei rifiuti, se entrati in esercizio successivamente alla data di entrata in vigore del D.Lgs 387/03 (15/2/2004) e prima della data di entrata in vigore della Legge Finanziaria 2007 (1/1/2007) fermo restando quanto disposto all'articolo 17 del D.Lgs 387/03 come vigente al 31/12/2006;
- III. la taglia dei certificati verdi pari ad 1 MWh si applica anche agli impianti entrati in esercizio prima del 1/1/2008;
- IV. restano fermi gli effetti dispiegati e i diritti acquisiti a seguito dell'applicazione del decreto ministeriale 24 ottobre 2005 del Ministro delle Attività Produttive di concerto con il Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio.

#### 4.7 Condizioni di non cumulabilità degli incentivi

Il DM 18 dicembre 2008 individua all'articolo 6 gli incentivi non cumulabili con i CV (Certificati Verdi) o la TO (Tariffa Omnicomprensiva) che sono sinteticamente riportati nel seguito:

- incentivi pubblici di natura nazionale, regionale, locale o comunitaria in conto energia, in conto capitale o in conto interessi con capitalizzazione anticipata, assegnati dopo il 31 dicembre 2007, per gli impianti entrati in esercizio dopo il 30/06/2009 come modificato dalla L. 23/07/2009 n.99 art.27 comma 12;
- incentivi pubblici di natura nazionale, regionale, locale o comunitaria in conto capitale o in conto interessi con capitalizzazione anticipata eccedenti il 40% del costo dell'investimento per gli impianti, entrati in esercizio fino al 14/08/2009, alimentati a biomasse da filiera. Qualora detti incentivi siano stati erogati in misura non eccedente il 40% del costo dell'investimento non è consentito per tali impianti, pena la decadenza dal diritto agli incentivi, l'uso di biomasse non da filiera per più del 20%;
- incentivi pubblici di natura nazionale, regionale, locale o comunitaria in conto capitale o in conto interessi con capitalizzazione anticipata eccedenti il 40% del costo dell'investimento per gli impianti che accedono alla tariffa fissa omnicomprensiva, di proprietà di aziende agricole o gestiti in connessione con aziende agricole, agroalimentari, di allevamento e forestali, alimentati dalle fonti di cui al numero 6 della tabella 2 precedentemente menzionata, come modificato dalla L. 23/07/2009 n.99 art. 42 comma 8;

- incentivi di cui all'articolo 18 del D.lgs. 387/2003;
- incentivi pubblici in conto capitale per la realizzazione dell'impianto, nell'ipotesi di richiesta di Certificati Verdi aggiuntivi, per ulteriori quattro anni, per gli impianti di cui al precedente paragrafo precedente.

#### 4.8 Quote di produzione obbligate di energia rinnovabile

Per il periodo dal 2007 al 2012 la quota dell'obbligo di cui all'art.11 del D.lgs.79/99, è incrementata annualmente di 0,75 punti percentuali. Pertanto essa assumerà annualmente i seguenti valori:

ANNO	QUOTA DELL'OBBLIGO (%)
2007	3,80
2008	4,55
2009	5,30
2010	6,05
2011	6,80
2012	7,55

Il Ministro dello Sviluppo Economico, di concerto con il Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, sentita la Conferenza unificata, definirà con propri decreti l'ulteriore incremento della quota dell'obbligo per gli anni successivi, nonché le modalità di trasferimento dell'obbligo sulla domanda, a partire dal 2011, come previsto dalla L. 99/09 art. 27 commi 18-19.

#### 4.9 Indicazioni per impianti ibridi e scambio sul posto

Nell'allegato A del DM 18 dicembre 2008 sono indicate anche le modalità di calcolo della quota di energia elettrica incentivabile tramite certificati verdi o tariffa onnicomprensiva per gli impianti ibridi, i cui dettagli saranno definiti nelle Procedure di qualifica aggiornate di cui all'articolo 19, comma 1 del Decreto stesso.

Il DM 18 dicembre 2008 prevede all'articolo 19, comma 2 che, nelle more dell'individuazione delle modalità di calcolo di cui all'articolo 2, comma 143, della Legge Finanziaria 2008, la quota di produzione di energia elettrica imputabile a fonti rinnovabili riconosciuta ai fini dell'accesso ai meccanismi incentivanti è pari al 51% della produzione complessiva per tutta la durata degli incentivi nei seguenti casi:

- a) impiego di rifiuti urbani a valle della raccolta differenziata;
- b) impiego di combustibile da rifiuti ai sensi dell'articolo 183 del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, prodotto esclusivamente da rifiuti urbani.

Gli impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza nominale media annua non superiore a 20 kW e gli impianti alimentati da fonti rinnovabili, entrati in esercizio in data successiva al 31 dicembre 2007, di potenza nominale media annua superiore a 20 kW e non superiore a 200 kW, possono accedere al meccanismo dello scambio sul posto, fatti salvi i diritti di officina elettrica.

Gli impianti che immettono la propria produzione di energia nel sistema elettrico secondo le modalità di cui all'articolo 13 del D.lgs. 387/03 ai fini dell'ottenimento della tariffa fissa onnicomprensiva, non hanno accesso al meccanismo dello scambio sul posto. È comunque consentito il passaggio dal sistema dello scambio sul posto al

sistema della tariffa fissa onnicomprensiva, previa richiesta di qualifica dell'impianto interessato.

In tal caso il periodo di incentivazione è conseguentemente ridotto del periodo intercorrente tra la data di entrata in esercizio e la data di entrata in esercizio commerciale, comunicata dal produttore al GSE in seguito all'accoglimento della suddetta richiesta di qualifica.

E' consentito avvalersi del meccanismo dello scambio sul posto anche collegando ad un medesimo punto di connessione diverse tipologie di impianti alimentati da fonti rinnovabili ovvero cogenerativi ad alto rendimento la cui potenza nominale media annua complessiva non risulti superiore a 200 kW, fermo restando che ogni singolo impianto deve avere diritto ad accedere allo scambio sul posto ai sensi dell'articolo 6, comma 6 del decreto legislativo n. 20/07 (impianti cogenerativi), ovvero ai sensi dell'articolo 17, comma 1 del DM 18/12/2008 (impianti a fonti rinnovabili).

#### **4.10 Ipotesi di lavoro**

Al fine di avere indicazioni più precise rispetto alle mappe di producibilità redatte dalla società CFSI SpA è stata effettuata un'analisi di massima della producibilità e della convenienza economica di alcuni aerogeneratori di piccola e media taglia presenti in commercio in relazione al territorio di Teora (AV).

Le ipotesi di lavoro sono:

- tutta l'energia prodotta viene ceduta alla rete:
  - in caso di potenze installate inferiori ai 200 kW si adotta Tariffa Onnicomprensiva;
  - in caso di potenze superiori a 200 kW si considera un ricavo per kWh dalla vendita dell'energia pari a 0,135 €, comprensivo di certificati verdi (stimati a Novembre 2009) e regime di ritiro dedicato;
- il tasso di interesse è ipotizzato pari al 3%;
- la durata dell'investimento è 20 anni;
- i costi di manutenzione sono spalmati sugli anni di esercizio con un valore indicativo dell'1% del costo d'acquisto dell'impianto;
- gli oneri di connessione, che intervengono in maniera significativa per potenze installate superiori a 200 kW, si considerano sovrastimando il costo di installazione del 10%;
- vengono considerati aerogeneratori piccola e media taglia con caratteristiche medie rispetto a quelli in commercio.

#### **4.11 Valutazione della producibilità e della convenienza economica**

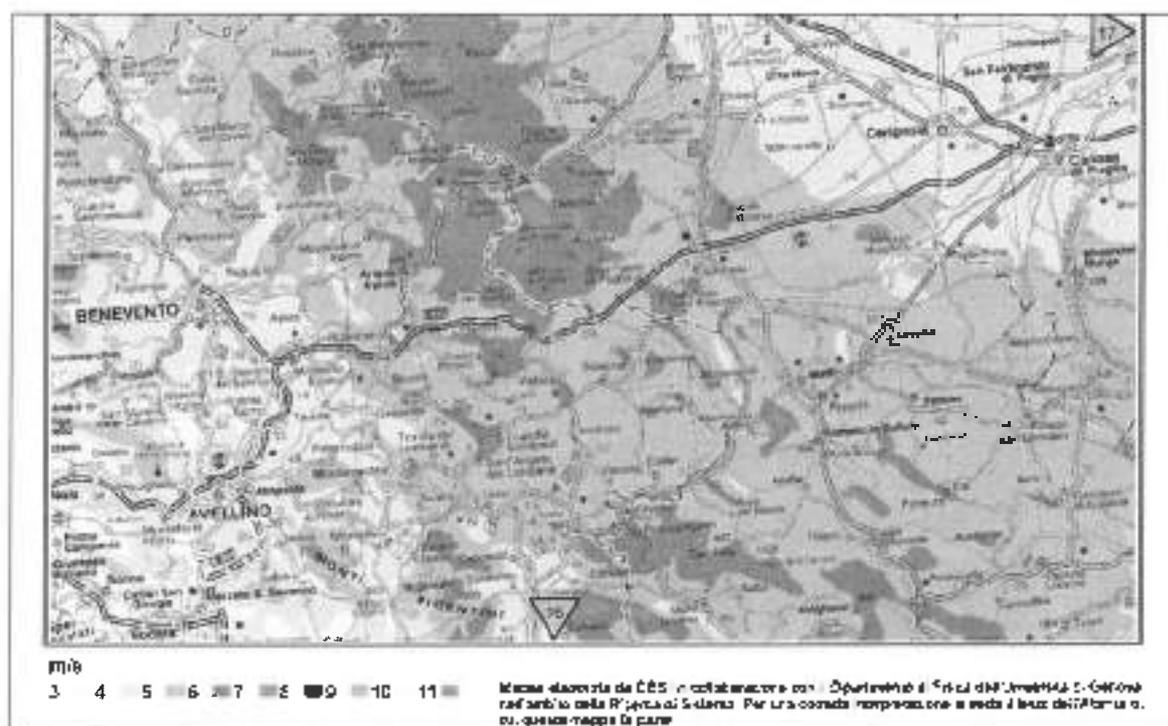
Le simulazioni condotte per questo studio hanno preso in esame aerogeneratori di piccola e media taglia con caratteristiche prestazionali e di costo effettivamente disponibili sul mercato allo stato dell'arte.

Aerogeneratore	Potenza [kW]	Tecnologia Asse	Altezza [m]	Diametro [m]	Velocità di regime [m/s]	Costo totale [€]
A	1	orizzontale	6	2,8	9	€ 4.500
B	6	orizzontale	9	5,5	12	€ 22.000
C	20	verticale	18	8	13	€ 55.000
D	50	orizzontale	25	18	13	€ 180.000
E	220	orizzontale	30	32	14	€ 330.000
F	2300	orizzontale	90	80	15	€ 2.200.000

Tabella 2 - Caratteristiche degli aerogeneratori

Secondo le indicazioni estratte dall'atlante eolico del CESI per il Comune di Teora (AV), i range di velocità del vento disponibili a diverse quote sul livello del terreno sono principalmente (vedi Figura 2):

- 3.1 – 4 m/s;
- 4.1 – 5 m/s;
- 5.1 – 6 m/s;
- 6.1 – 7 m/s.



Si propongono scenari di impiego degli aerogeneratori precedentemente indicati (Tabella 2) per ciascun range di velocità del vento disponibile sul territorio.

Per ogni scenario è stato calcolato il VAN, inteso come la sommatoria dei flussi di cassa per ogni anno di durata di vita dell'impianto attualizzata al costo opportunità del capitale.

Dall'analisi incrociata di mappe dell'atlante eolico con le caratteristiche degli aerogeneratori, sia in termini di altezza che di producibilità e tempo di ritorno attualizzato dell'investimento si può evidenziare quanto segue.

- **Range di velocità 3,1-4 m/s:** Tale range di velocità è riscontrabile ad altezze sul livello del terreno di 25 m nell'area Nord del Comune. In tal caso solo l'aerogeneratore di tipo D ha un tempo di ritorno minore di venti anni (di circa 18 anni).
- **Range di velocità 4,1-5 m/s:** Questo range è rintracciabile ad altezze sul livello del terreno di 25 e 50 m. In questo caso l'unico aerogeneratore economicamente conveniente è il tipo D con un tempo di ritorno di 11 anni.
- **Range di velocità 5,1-6 m/s:** Il range è prevalentemente presente a 50, 75 e 100 m s.l.t. Dall'analisi economica risulterebbero installabili aerogeneratori di tipo C e D. Il tipo C, però, ha un'altezza di 18 metri, quindi probabilmente non riuscirebbe a produrre l'energia stimata considerando le peculiarità del territorio teorase. L'aerogeneratore di tipo D appare il più conveniente con un tempo di ritorno di 8 anni anche se a causa della sua altezza pari a 25 m non riuscirebbe a produrre l'energia stimata.
- **Range di velocità 6,1-7 m/s:** Il range è intercettabile a 100 m s.l.t. Per le motivazioni di cui sopra, nonostante molti aerogeneratori appaiano economicamente vantaggiosi, soltanto quello di tipo F emerge come tecnicamente fattibile con un tempo di ritorno di 10 anni.

Altezza sul livello del terreno	25 m s.l.t.	25-50 m s.l.t.	50-75-100 m s.l.t.	100 m s.l.t.
Velocità media del vento minima [m/s]	3.1-4	4.1-5	5.1-6	6.1-7
Aerogeneratore A				
Aerogeneratore B				
Aerogeneratore C				
Aerogeneratore D		X		
Aerogeneratore E				
Aerogeneratore F				X

#### 4.12. Disciplina per l'ambito del territorio del Comune di Teora

A corredo del piano urbanistico è stata elaborata una mappa del territorio di Teora (AV) (Tavola FNF 2), con la rappresentazione delle macroarce con livelli anemometrici medi annui più interessanti del vento, ricavata dagli studi di modellazione realizzati dalla Regione Campania e basati sulla orografia del territorio e sui dati rilevati dalle stazioni meteo.

Sono ammessi sul territorio di Teora (AV), nelle aree con maggior livello anemologico, aerogeneratori di varie taglie compatibili con la normativa vigente.

Per il Territorio del Comune di Teora, non essendoci particolari vincoli ad esempio del tipo:

- a) zone soggette a regime di Conservazione (CE) dal P.T.C.P.;
- b) Oasi, Riserve naturali e Parchi, nei quali sia presente in modo significativo avifauna di cui all'allegato I della Direttiva 79/409/CE;
- c) Zone a Protezione Speciale (ZPS) individuate ai sensi della Direttiva 79/409/CE, e Siti di Interesse Comunitario (SIC) individuati ai sensi della Direttiva 92/43/CEE, caratterizzati in modo significativo da avifauna elencata nell'allegato I della Direttiva 79/409/CE; aree di nidificazione e di caccia di rapaci o altri uccelli rari che utilizzano pareti rocciose;
- d) aree corridoio per l'avifauna migratoria, interessate da flussi costanti di uccelli nei periodi primaverili ed autunnali;
- e) aree ricadenti nel bacino visivo di emergenze storico - architettoniche, con le quali gli impianti possano entrare in contrasto visivo;

*sono definite quali aree non idonee alla realizzazione di impianti eolici solo le aree a rischio idrogeologico.*

Sono individuati i seguenti requisiti minimi dei progetti, ai fini della mitigazione dell'impatto ambientale:

- a) utilizzo di torri tubolari anziché a traliccio;
- b) utilizzo di aerogeneratori a bassa velocità di rotazione delle pale;
- c) accorgimenti per rendere visibili le macchine, ai fini della sicurezza dell'impianto e della salvaguardia dell'avifauna, compatibilmente con le esigenze di mitigazione paesistica;
- d) interrimento dei cavidotti a media e bassa tensione dell'impianto e di collegamento alla rete elettrica;
- e) minima vicinanza alla rete elettrica;
- f) mascheramento delle cabine e mitigazione delle stesse;
- g) distanza minima tra due torri pari ad almeno 5 diametri del rotore nella direzione prevalente del vento e ad almeno 3 diametri del rotore nella direzione perpendicolare a quella prevalente del vento, e comunque collocazione tale da non creare effetto "barriera" e/o effetto "selva";
- h) riutilizzo di viabilità di accesso esistente;
- i) collocazione in aree da riqualificare;
- j) previsione di idonei interventi compensativi (sostituzione di impianti obsoleti, di tralicci, di linee elettriche aeree a media e bassa tensione, etc.);
- k) previsione del ripristino della flora eliminata o danneggiata nel corso dei lavori di costruzione, e della restituzione alla destinazione originaria delle aree cantiere;
- l) previsione del ripristino del sito allo stato originario o in condizioni migliori nel caso si tratti di aree da riqualificare (rinaturalizzazione, riforestazione, etc.), al termine della vita utile dell'impianto;

Saranno infine richiesti a corredo del progetto dell'impianto e delle opere connesse (viabilità, infrastrutture energetiche, aree cantiere, etc.) i contenuti di seguito elencati in quanto idonei a precisare gli esiti ambientali e paesistici dell'inserimento di impianto:

- a) studio sulle potenzialità anemologiche del sito e relativa stima della produttività degli impianti;

- b) relazione geologica e verifiche di stabilità relative alle fondazioni degli aerogeneratori, ed analisi delle eventuali opere di interrimento dei cavidotti, finalizzata anche ad evitare il rischio di fenomeni erosivi;
- c) relazione di impatto acustico sottoscritta da tecnico abilitato;
- d) definizione degli impatti sulle componenti biomaturalistiche del sito, anche in termini di interferenza con le funzioni ecologiche delle specie faunistiche presenti nel sito e/o nelle aree limitrofe (aree di caccia di predatori, aree di nidificazione, modifica e/o sostituzione delle formazioni vegetali, etc.), derivanti dalle aree cantiere, dagli impianti e dalle opere connesse (ivi compreso l'interrimento dei cavidotti).
- e) definizione del bacino visivo dell'impianto eolico, cioè della porzione di territorio visibile dall'impianto e da cui l'impianto è visibile;
- f) ricognizione delle principali emergenze storiche, architettoniche, archeologiche naturalistiche e dei punti di vista panoramici da cui l'impianto è visibile;
- g) descrizione rispetto a questi punti di vista prioritari dell'interferenza visiva dell'impianto in termini di ingombro dei coni visuali ed alterazione del valore panoramico;
- h) documentazione relativa alle misure di mitigazione dell'impatto visivo previste.

#### **4.13. Vincoli territoriali per gli aerogeneratori – Aree non idonee**

Si sintetizzano i vincoli territoriali e le aree non idonee all'installazione degli aerogeneratori:

- fascia di rispetto di 10 volte l'altezza complessiva di un aerogeneratore misurata dal perimetro urbanizzato così come individuato dallo strumento urbanistico vigente;
- fascia di rispetto pari a 5 volte l'altezza complessiva di un aerogeneratore misurata da abitazioni residenziali e rurali sparse regolarmente censite;
- fascia di rispetto di 2 volte l'altezza complessiva di un aerogeneratore dal perimetro di confine dei territori dei Comuni limitrofi, benché di Regioni confinanti;
- al fine di evitare perturbazioni aerodinamiche dovute all'effetto scia, una fascia non inferiore a 7 volte il diametro del rotore nella direzione dei venti dominanti, dagli aerogeneratori di impianti eolici esistenti;
- ad una distanza non inferiore all'altezza di 1 aerogeneratore da una strada provinciale e nazionale, al triplo dell'altezza dell'aerogeneratore da una strada a scorrimento veloce ed a 0,8 volte l'altezza complessiva di un aerogeneratore dalle strade comunali;
- nelle aree diverse da quelle individuate con atto di programmazione/pianificazione ove adottato dal Comune sede dell'intervento e trasmesso dall'amministrazione preposta all'autorizzazione;
- fascia di rispetto di 10 volte l'altezza complessiva dell'aerogeneratore misurata dal perimetro di parchi archeologici, aree archeologiche e da complessi monumentali così come definiti al comma 2 dell'articolo 101 del D. Lgs. 42/2004.

## **5.0. ENERGIA DERIVANTE DALLE BIOMASSE**

### **5.1. Premessa**

Anche questo tipo di fonte rinnovabile appare di grande interesse; il motivo è però in buona parte collegato alle ricadute che l'utilizzo di tale fonte avrebbe nell'ambito della salvaguardia dell'assetto idrogeologico del territorio.

Infatti l'utilizzo delle biomasse costituite dal materiale legnoso derivante dalle aree boscate, determina un ciclo virtuoso costituito dalla creazione di aziende che traggono la propria materia prima dallo sfruttamento dei materiali di scarto o derivanti dalla pulizia delle aree boscate e che, dunque contribuirebbero allo stesso tempo alla difesa del suolo dall'erosione e dagli incendi.

Altro comparto interessante, legato allo sfruttamento delle biomasse, appare la componente organica dei rifiuti urbani, purché provenienti dalla raccolta differenziata e non da una selezione operata a valle della raccolta, che può portare alla produzione di compost o di stabilizzato e ad una sostanziale riduzione del rifiuto urbano da smaltire.

È necessario chiarire che per "biomassa" si intende quindi la parte biodegradabile dei prodotti, rifiuti e residui provenienti dall'agricoltura, dalla silvicoltura e dalle industrie connesse, nonché la parte biodegradabile dei rifiuti urbani. Per rifiuti biodegradabili si intendono quelli provenienti dalla raccolta differenziata e non quelli da selezione a valle della raccolta.

### **5.2. Indicazioni specifiche per l'incentivazione delle biomasse**

Chiarimenti alla normativa sulle incentivazioni delle fonti rinnovabili sono contenuti nella Legge 29 novembre 2007, n. 222 (Collegato alla Finanziaria 2008) che fa riferimento specifico (articolo 26, comma 4-bis) ad impianti alimentati da biomasse e biogas derivanti da prodotti agricoli, di allevamento e forestali, ivi inclusi i sottoprodotti, ottenuti nell'ambito di intese di filiera o contratti quadro ai sensi degli articoli 9 e 10 del decreto legislativo 27 maggio 2005, n. 102, oppure di filiere corte, cioè ottenuti entro un raggio di 70 km dall'impianto che li utilizza per produrre energia elettrica.

Detti impianti corrispondono a quelli individuati al punto 7 della tabella 1.

Qualora nel periodo di vigenza delle incentivazioni venga sostituito il combustibile di cui al comma 382, come aggiornato dall'articolo 26, comma 4-bis della Legge 29 novembre 2007 n. 222, con altre biomasse agricole si può accedere alle incentivazioni specifiche per esse previste. In particolare in questo caso si accede alle incentivazioni di cui al punto 6 delle tabelle 1 e 2.

Con successivo Decreto del Ministro delle Politiche Agricole Alimentari e Forestali di concerto col Ministro dello Sviluppo Economico saranno stabiliti:

- i criteri per la destinazione delle biomasse combustibili a scopi alimentari, industriali ed energetici;
- le modalità per garantire la provenienza e la tracciabilità della filiera delle biomasse.

### 5.3 Tariffa onnicomprensiva biomasse

Su richiesta del produttore, per gli impianti entrati in esercizio in data successiva al 31 dicembre 2007, di potenza nominale media annua non superiore ad 1 MW, l'energia netta El riconosciuta all'intervento effettuato immessa nel sistema elettrico può essere incentivata, in alternativa ai certificati verdi, con una tariffa fissa onnicomprensiva (di cui alla Tabella 3 della Legge Finanziaria 2008) di entità variabile a seconda della fonte, per un periodo di 15 anni.

La Tabella della Legge Finanziaria è stata aggiornata dalla Legge 23/07/2009 n.99, come sotto riportata.

Al termine dei 15 anni l'energia elettrica è remunerata, con le medesime modalità, alle condizioni economiche previste dall'articolo 13 del D.lgs. 387/03.

N°	FOENTE	TARIFFA (€/cckWh)
1	Fotovoltaici, impianti di potenza inferiore a 200 kW	20
2	Geotermica	20
3	Molte a ciclo combinato	24
4	Idroelettrica diversa da quella del porto precedente	22
5	Biogas e biomasse, esclusi i biocarburanti liquidi ad eccezione degli oli vegetali purificabili attraverso il sistema integrato di gestione e di controllo previsto dal regolamento (CE) n. 73/2009 del Consiglio del 19 gennaio 2009	28
6	Gas di sintesi, gas risultanti dai processi di depurazione e biocombustibili liquidi ed energia degli oli vegetali purificabili attraverso il sistema integrato di gestione e di controllo previsto dal regolamento (CE) n. 73/2009 del Consiglio del 19 gennaio 2009	18

La tariffa onnicomprensiva può essere variata ogni tre anni, con decreto del Ministro dello sviluppo economico, assicurando la congruità della remunerazione ai fini dell'incentivazione delle fonti energetiche rinnovabili.

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

#### Biomasse da filiera

Nei casi di produzione di energia elettrica da impianti alimentati da biomasse da filiera, il GSE riconoscerà il coefficiente moltiplicativo pari a 1,8, per l'energia netta incentivabile mediante CV, solo dopo l'emanazione del Decreto del Ministro delle Politiche Agricole Alimentari e Forestali di concerto con il Ministro dello Sviluppo Economico, di cui all'articolo 1, comma 382-septies, della legge finanziaria 2007. Nelle more dell'emanazione del suddetto Decreto, il GSE applica all'energia netta incentivabile il coefficiente moltiplicativo pari a 1,3, in caso di CV.

Successivamente all'entrata in vigore del Decreto, il GSE emette certificati verdi aggiuntivi, in applicazione del coefficiente moltiplicativo pari a 1,8, esclusivamente per gli impianti per i quali il produttore sia in grado di comprovare la rispondenza delle biomasse utilizzate nel periodo intercorrente tra la data di entrata in esercizio commerciale dell'impianto e la data di entrata in vigore del decreto, alle disposizioni dello stesso Decreto.

#### **5.4. Descrizione delle potenzialità del settore**

La biomassa ha una scarsa densità per unità di territorio e la necessità della raccolta su aree molto estese alza i costi della risorsa. L'organizzazione della filiera taglio concentrazione trasporto è complessa e onerosa. Al momento hanno ragione d'essere impianti medio piccoli che utilizzano le risorse disponibili in areali ristretti e serviti da una buona rete stradale.

Molteplici sono le criticità che ostacolano la realizzazione di una politica di rilancio dell'impiego delle biomasse legnose. Possono essere identificate in: la frammentazione della proprietà, l'accessibilità stradale, l'acclività, la molteplicità dei soggetti istituzionali e la complessità degli iter autorizzativi.

#### **5.5. La situazione per il Comune di Teora**

Secondo uno studio settoriale commissionato dalla Regione ed inserito nel PEAR Campania approvato con DGR n° 475 del 18/03/2009, il potenziale teorico da biomasse forestali per l'intera regione è pari a 25 MW, con una producibilità di oltre 150.000 MWh/anno. Tale potenziale, non uniformemente distribuito sul territorio, è molto elevato e costituisce la maggiore delle fonti rinnovabili della regione. La provincia di Avellino con il Comune di Teora (AV), che ha tra le maggiori estensioni boschive, mostrano potenziali energetici molto elevati con un potenziale annuo superiore ai 28.635 MWh.

Gli impianti che sfruttano tali fonti di energia rinnovabile, in quanto possono essere giustificati e resi compatibili con il territorio circostante più facilmente di altri impianti, aumentano le possibilità locali di riequilibrio territoriale per quanto attiene il controllo del territorio, per lo più legato alla riforestazione, con notevoli miglioramenti per la difesa del suolo e per il dissesto idrogeologico.

#### **5.6. Disciplina per l'ambito del territorio del Comune di Teora**

Per l'attivazione di tali impianti di sfruttamento di energia derivante dalle biomasse valgono per le procedure di autorizzazione le norme della Legge Regionale vigente.

Oltre all'ammissibilità con le norme di conformità dell'ambito di PUC pertinente, si richiedono comunque una serie di notizie tendenti ad una puntuale giustificazione dell'intervento e ad ogni opportuna informazione sulla provenienza delle biomasse stesse:

1. descrizione della tipologia utilizzata per la conversione energetica delle biomasse in relazione alle tipologie di materiale da convertire ed alla potenzialità, (combustione mediante griglia, sospensione, tamburo rotante, doppio stadio, letto fluido, massificazione, pitolisi);
2. le opere o gli interventi connessi, riguardanti trasporto, esbosco, cippature, etc.;
3. eventuali possibili criteri di compensazione con impianti esistenti nell'ottica di favorire la rottamazione degli impianti obsoleti;
4. indicazione dell'uso di biomasse provenienti da territori per i quali siano previsti Piani di assestamento forestale;
5. identificazione delle viabilità interessate e traffico indotto dalla realizzazione dell'impianto.

Gli impianti per la produzione di energia da biomassa presentano, come maggiore criticità dal punto di vista naturalistico, la scelta dei siti di reperimento dell'eventuale materiale forestale da utilizzare come combustibile.

In tal senso, un'area boscata potrebbe presentare le caratteristiche idonee, ma un ipotetico intervento di questo tipo potrà realizzarsi solo previa *valutazione di incidenza finalizzata* a definire le modalità di sfruttamento del bosco secondo criteri compatibili con la salvaguardia della biodiversità.

## **6.0 LA CERTIFICAZIONE ENERGETICA DEGLI EDIFICI**

In materia di **certificazione energetica degli edifici**, la normativa di riferimento è rappresentata dal D.Lgs 192/05 e scgg., D.P.R. 59/2009, D.M. 26/06/2009, UNI/TS 11300, che considera i seguenti aspetti:

- il calcolo integrato dell'energia del sistema edificio/impianto;
- i requisiti minimi in materia di rendimento energetico negli edifici di nuova costruzione e nella ristrutturazione di edifici di grande superficie;
- la certificazione energetica degli edifici;
- l'ispezione periodica delle caldaie e dei sistemi di condizionamento con potenza superiore a 12 kW.

Il calcolo del rendimento energetico degli edifici sarà eseguito con metodologie che prendono in considerazione i seguenti aspetti:

- la coibentazione, l'esposizione, il clima;
- il tipo di impianto di riscaldamento, condizionamento e illuminazione artificiale (per il solo terziario);
- l'impiego di fonti di energia rinnovabili e le caratteristiche architettoniche dell'edificio.

Tuttavia, se è vero che l'energia consumata nel settore residenziale e terziario rappresenta già oggi oltre il 40% del consumo finale di energia della Comunità, è su questo fronte che l'Unione europea si sta impegnando in termini normativi e di indirizzo generale.

La certificazione energetica è un'azione che unisce risvolti concreti tesi al risparmio ed all'efficienza energetica ed aspetti tesi a sensibilizzare l'utente sulla qualità energetica degli edifici. Si tratta di un'azione condotta nell'interesse del consumatore e dell'intera collettività, che punta ad ottenere la riduzione dei consumi attraverso interventi di riqualificazione energetica e stimolando il mercato immobiliare verso modelli edilizi meno energivori.

Gli obiettivi della Certificazione energetica degli edifici sono i seguenti:

- definire un indicatore del consumo energetico dell'edificio nell'interesse dell'utente;
- rendere più trasparenti i rapporti con i fornitori di energia e di servizi energetici;
- identificare gli edifici che necessitano di interventi diagnostici più approfonditi;
- fornire elementi sulla necessità di prevedere i primi interventi di risparmio energetico.

In futuro, con l'attestato di certificazione energetica, due edifici apparentemente simili potranno avere valori immobiliari molto differenti, proprio in funzione della qualità energetica attestata con la certificazione. Ciò favorirà la diffusione della qualità energetica anche come "plus" al mercato immobiliare.

L'attestato di certificazione energetica degli edifici dovrà indicare i dati che consentano ai consumatori di valutare e raffrontare il rendimento energetico degli edifici.

La certificazione energetica sarà in grado di fornire informazioni oggettive sulle prestazioni energetiche degli edifici all'atto della loro costruzione, compravendita o locazione,

contribuendo alla trasparenza sul mercato immobiliare ed incoraggiando gli investimenti nel risparmio energetico.

**Diagnosi energetica degli edifici presenti nel centro storico:** rappresenta la rielaborazione dei dati relativi ai consumi di energia termica (ovvero energia spesa per il riscaldamento degli edifici) del triennio 1998-2000, suddivisi per utenza, e rapportati all'estensione delle unità immobiliari considerate. I dati raccolti mostrano come più del 50% degli edifici ubicati in centro storico consumino oltre 140 kWh/m<sup>2</sup>/anno, ovvero valori circa doppi rispetto a quanto previsto oggi dalla normativa nazionale. Tale diagnosi consente, inoltre, di individuare specifici interventi volti alla riduzione dei consumi energetici dei fabbricati (coibentazioni, sostituzione degli infissi, adeguamento degli impianti termici, etc.), a partire da quelli di proprietà o ad uso pubblico.

Tali interventi possono oggi essere realizzati come manutenzione straordinaria utilizzando le normali procedure autorizzative con la possibilità di usufruire di agevolazioni fiscali fino al 55% delle spese sostenute (IVA escluse), seguendo le procedure previste dalla normativa vigente.

## **7.0 PROMOZIONE DELLO SVILUPPO ENERGETICAMENTE SOSTENIBILE**

Per concretizzare le attività del PEC, che potremmo sintetizzare **promozione dello sviluppo energeticamente sostenibile**, possono essere introdotte delle specifiche attività denominate "Azione del Piano", suddivise per ambiti di intervento, dove si individuano una serie di azioni da promuovere per il raggiungimento degli obiettivi indicati nel Piano stesso. In particolare sono state individuate 10 azioni, suddivise nei seguenti ambiti:

- la pianificazione urbanistica sostenibile
- sistemi per la razionalizzazione e il contenimento dei consumi energetici

Ognuna di esse individua un soggetto promotore ed un settore capofila identificato per il raggiungimento dell'obiettivo specifico, il target al quale l'azione si rivolge, il tipo di azione/i previste e gli strumenti per attuarle, altri eventuali settori, servizi e partners coinvolti, i tempi di attuazione, nonché le procedure di attuazione e gli indicatori per valutare i risultati ottenuti.

Tali azioni definiscono pertanto i principi e le linee guida con le quali il Piano Energetico Comunale intende intervenire, attraverso una programmazione di interventi organici, per la razionalizzazione dei consumi energetici e la promozione delle energie rinnovabili, con l'obiettivo di ridurre i consumi energetici e rendere il sistema energetico comunale più efficiente.

Ecco nel dettaglio la tipologia d'azione suddivise per ambiti:

### **Azione n° 1: Specializzazione del Regolamento Urbanistico Edilizio (RUE)**

Specializzare il RUE al fine di introdurre criteri per il contenimento dei consumi energetici nei processi di programmazione e progettazione urbanistica ed edilizia

### **Azione n° 2: Incentivazione della bioedilizia**

Introduzione di incentivi economici per la realizzazione di edifici ecocompatibili

### **Azione n° 3: Promozione della Certificazione energetica degli edifici pubblici**

Definizione di un metodo condiviso di certificazione energetica, giungendo anche alla definizione della documentazione e della modulistica relativa, atte al raggiungimento dell'obiettivo

**Azione n° 4: Risparmio nell'utilizzo di attrezzature elettrico - elettroniche**

Sensibilizzare i cittadini e la pubblica amministrazione sull'importanza del risparmio energetico con riduzione programmata dei consumi.

**Azione n° 5: Campagna di promozione delle lampade a basso consumo**

Promozione dell'illuminazione ad alta efficienza nel settore domestico e civile. Abbassamento della potenza di picco serale invernale. Riciclo lampade fluo dismesse.

**Azione n° 6: Riduzione delle dispersioni termiche negli edifici di proprietà comunale**

Riduzione del fabbisogno di energia primaria per il riscaldamento degli edifici pubblici, tramite la riduzione delle dispersioni termiche degli edifici stessi.

**Azione n° 7: Accordi volontari tra scuole ed amministrazione comunale**

Revisione degli accordi con le scuole per rilanciare la cultura del risparmio energetico e della sostenibilità in ambito scolastico - Campagne informative di educazione al risparmio energetico

**Azione n° 8: Diffusione del solare termico e fotovoltaico, del mini colico**

Definire una strategia dell'uso delle energie rinnovabili sul territorio comunale attraverso l'adeguamento normativo, strumenti di facilitazione e/o incentivi.

**Azione n° 9: Riduzione degli inquinanti da autoveicoli e incremento della sicurezza stradale** Incrementare la diffusione delle "zone 30", incrementare la sicurezza della circolazione stradale, ridurre le emissioni di inquinanti in atmosfera e i consumi dei veicoli stessi

**Azione n° 10: Incentivazione dell'uso della bicicletta**

Ridurre l'uso del mezzo privato, attraverso l'incentivo all'impiego delle biciclette. Incremento dei parcheggi scambiatori e di biciclette a noleggio gratuito; programmazione strategica delle prossime piste ciclabili.

