



MINISTERO DELL'AMBIENTE
E DELLA TUTELA DEL TERRITORIO E DEL MARE

Le Fonti Rinnovabili in Italia



SAPIENZA
UNIVERSITÀ DI ROMA

MINISTERO DELL'AMBIENTE E DELLA TUTELA DEL TERRITORIO E DEL MARE
Direzione Salvaguardia Ambientale

Direttore Generale per la Salvaguardia Ambientale

Bruno Agricola

Il presente volume e l'allegato che lo completa sono il risultato dell'attività svolta dal supporto tecnico fornito alla Direzione Generale Salvaguardia Ambientale del Ministero nel 2009 da parte del Dipartimento di Meccanica e Aeronautica – Facoltà di Ingegneria "Sapienza" di Roma, per l'attuazione di uno "studio sulle fonti rinnovabili per la realizzazione di scenari di sviluppo tecnologico, economico e sociale, per la definizione del panorama strategico internazionale, del contesto normativo nazionale e delle politiche di investimento italiane"

A cura di Carmelo Spitaleri Capo Sezione Divisione IX Fonti Rinnovabili

Realizzato dal Dipartimento di Meccanica e Aeronautica della Sapienza Università di Roma

Autori:

Angela Cattini, Luca Del Zotto, Maria Gemma D'Orazio, Riccardo Franco

Responsabile gruppo di lavoro: Luca Cedola

Hanno collaborato:

Per gli approfondimenti sulle fonti energetiche: Alfonso Calabria, Mario Di Veroli, Andrea Micangeli, Luca Rubini

Per gli approfondimenti sugli incentivi alla promozione delle fonti rinnovabili e sugli interventi di efficienza energetica: Marco Lucentini

Per gli approfondimenti sulle normative e l'analisi dei Piani Energetici Regionali: Aldo Iacomelli, Emanuele Piccino, Daniele Villorresi

Si ringrazia Lucia Pinacchio per il coordinamento grafico

INDICE

1. PARTE 1: Incentivi e agevolazioni per la promozione delle fonti rinnovabili.....	5
1.1. Il Provvedimento CIP6.....	5
1.2. I certificati verdi	7
1.3. I certificati bianchi.....	11
1.3.1. Il meccanismo e l'interazione tra i soggetti	22
1.3.2. I distributori, la gestione dei TEE e le sanzioni	27
1.4. Il conto energia	29
1.4.1. Aspetti economici del conto energia	33
1.4.1.1. La misura e la gestione dell'energia elettrica prodotta	33
1.5. Scambio sul posto	35
1.6. Ritiro dedicato.....	35
1.7. Tariffa omnicomprensiva	37
1.8. Incentivi al solare termodinamico	38
1.9. Decreto anticrisi 78/2009	39
1.10. Le agevolazioni per la riqualificazione energetica degli edifici.....	41
2. PARTE 2: Legislazione Ambientale ed Iter Autorizzativo per le Rinnovabili	45
2.1. Raccolta di normative sulle rinnovabili.....	45
2.1.1. Direttive europee.....	45
2.1.2. Normative italiane	47
2.1.2.1. Normative Nazionali in itinere	53
2.1.3. Normative Regionali.....	53
2.1.3.1. Introduzione.....	53
2.1.3.2. I piani energetici regionali.....	54
2.1.3.3. Iter autorizzativo	62
2.2. Iter autorizzativo per le rinnovabili.....	63
2.2.1. L'autorizzazione Unica: articolo 12 del. D. Lgs 387/03	63
2.2.2. La DIA	65
2.2.3. Le autorizzazioni per le differenti tecnologie: un approfondimento	66

2.2.4.	Iter autorizzativo per il mini eolico	66
2.2.5.	Iter autorizzativo per impianti geotermici	66
2.2.6.	Iter autorizzativo per il fotovoltaico	67
2.2.7.	Iter autorizzativo per il solare termico	70
2.3.	Certificazione energetica	72
2.3.1.	Linee guida nazionali (DM 26 giugno 2009) sull'efficienza energetica	72
2.3.2.	Decreto legislativo 19 agosto 2005 n° 192 e Decreto Legislativo 29 dicembre 2006 n°311 sull'efficienza energetica	74
3.	PARTE 3: Stato della Tecnologia e della Ricerca	75
3.1.	Il fotovoltaico	75
3.2.	Il solare termico	84
3.3.	Il solare termodinamico	94
3.4.	Eolico	118
3.5.	Biomasse	136
3.6.	Biocombustibili	151
3.7.	Biogas	160
3.8.	Idroelettrico	174
3.9.	Geotermia	181
3.9.1.	Geotermoelettrico	184
3.9.2.	Impianti geotermici a bassa entalpia	186
4.	PARTE 4: Efficienza energetica	194
4.1.	Analisi sulle metodologie di risparmio energetico da applicare agli edifici residenziali	194
4.2.	Gestione dell'ambiente	210
4.3.	Best Practices	212
4.3.1.	Case Study 1: Complesso residenziale	212
4.3.2.	Case Study 2: Ospedale S. Eugenio	217
4.4.	L'efficienza energetica nell'illuminazione	225
4.4.1.	Illuminazione pubblica efficiente	225

5. PARTE 5: Scenari possibili di sviluppo delle fonti energetiche	230
5.1. Il fotovoltaico	238
5.1.1. Stato dell'arte.....	238
5.1.2. Previsioni di sviluppo del mercato e dei prezzi.....	244
5.2. Eolico	246
5.2.1. Analisi degli scenari possibili di sviluppo dell'energia eolica	253
5.2.2. aggiornamento al 2009 per l'energia eolica	259
5.3. Biomasse	262
5.3.1. La situazione attuale del mercato.....	263
5.4. Biocarburanti.....	267
5.4.1. Gli scenari al 2020	269
5.5. Solare termico	277
5.5.1. Il mercato	281
5.5.2. Scenari di sviluppo	282
5.6. Solare a concentrazione o termodinamico.....	284
5.6.1. Il mercato e gli operatori	286
5.6.2. Costi.....	290
5.7. Idroelettrico	292
5.7.1. L'industria.....	300
5.7.2. I costi	301
 Bibliografia	 303

PARTE 1:

Incentivi e agevolazioni per la promozione delle fonti rinnovabili

1.1. Il Provvedimento CIP6

Il Cip6 è un provvedimento del Comitato Interministeriale Prezzi, organo soppresso nel 1993, adottato il 29 aprile 1992 per introdurre prezzi incentivati per l'energia elettrica prodotta con impianti alimentati da fonti rinnovabili e "assimilate".

In particolare, il provvedimento considerava impianti a fonti "assimilate":

- gli impianti in cogenerazione, gli impianti che utilizzano calore di risulta, fumi di scarico e altre forme di energia recuperabile in processi e impianti, gli impianti che usano gli scarti di lavorazione e/o di processi industriali
- gli impianti che utilizzano fonti fossili prodotte solo da giacimenti minori isolati.
- Per essere incentivati dal CIP 6/92 gli impianti dovevano essere entrati in funzione dopo il 30 gennaio 1991. L'energia prodotta era acquistata da parte di ENEL a prezzi incentivati, lasciando libera in questo modo la quantità offerta. Il prezzo della cessione dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili veniva stabilito da due componenti:
- componente di **costo evitato**: costo dell'impianto, di esercizio, di manutenzione e acquisto combustibile;
- componente di **incentivazione**: basata sulla stima dei costi aggiuntivi per ogni singola tecnologia.

Mentre la componente di incentivo era riconosciuta solo per i primi 8 anni di esercizio dell'impianto, quella relativa ai costi evitati veniva concessa per tutto il periodo di durata del contratto di fornitura (fino a 15 anni).

Attraverso la Cassa Conguaglio del Settore Elettrico il costo di questo meccanismo è stato scaricato sui consumatori, attraverso una componente della tariffa elettrica (conto sovrapprezzo termico: voce A3 della bolletta).

Il rischio per gli investitori risultava basso, poiché entrambe le componenti erano legate all'indice annuo dei prezzi al consumo. Il CIP 6/92 ha creato opportunità di investimento per un volume su-

periore a 10 miliardi di euro, promuovendo circa 6,5 GW di nuova capacità nominale. Per contro, si è calcolato un costo del programma nel periodo 1992-2012 pari a circa 13 miliardi di euro (tenendo conto solo della componente d'incentivo attribuita agli impianti rinnovabili).

Anche se questo tipo di incentivazione ha comunque permesso un notevole sviluppo in Italia delle tecnologie legate allo sfruttamento delle FER, soprattutto eolica e biomassa, l'aspetto critico principale è legato agli impianti a fonte assimilata, ovvero a impianti alimentati da fonti di origine fossile, che hanno beneficiato di una quota superiore al 70% dei contributi.

Al luglio 2007 risultavano operativi nel programma CIP 6 circa 400 impianti, per una potenza complessiva di circa 8.250 MW, di cui il 66% da fonti assimilate e il 34% da fonti rinnovabili. L'esclusione dell'incentivazione alle fonti assimilate, e in particolare quella relativa alla parte non biodegradabile dei rifiuti, è stata specificamente sancita dalla direttiva europea 2001/77/Ce ma, grazie a continue proroghe che hanno spostato il termine ultimo per considerare valida l'autorizzazione degli impianti "in costruzione", sono stati compresi nel meccanismo anche quelli solo vagamente progettati.

La Finanziaria 2008 stabiliva il 31 marzo 2008 come termine ultimo per i "riconoscimenti in deroga" ma la legge 30 dicembre 2008, n. 210, che convertiva il DI 172/2008 (emergenza rifiuti), ha riammesso all'incentivazione del CIP6 gli inceneritori, non solo delle zone in emergenza, stabilendo una percentuale biodegradabile dei rifiuti che alimentano gli inceneritori pari al 51%. La deroga (impianti autorizzati ma non in esercizio) è stata quindi spostata a fine del 2009, sia per gli inceneritori nelle zone in emergenza che per tutti gli altri entrati in esercizio entro la fine del 2008, seppure con conseguenze diverse."

L'articolo 9, oltre a differire al 31 dicembre 2009 il termine di riapertura per la concessione dei benefici medesimi, estesa anche agli impianti entrati in esercizio fino alla data del 31 dicembre 2008, prevede norme specifiche relative al ciclo dei rifiuti nazionali.

"Proprio in considerazione della situazione di emergenza che il carente sistema di smaltimento dei rifiuti determina in varie regioni (...) dispone che gli impianti connessi con l'emergenza citata, dichiarata con decreto del Presidente del Consiglio dei ministri (...) abbiano accesso ai finanziamenti e agli incentivi sopra richiamati senza distinzione fra parte organica e inorganica dei rifiuti. Per gli altri impianti il riconoscimento si riferisce alla sola parte organica dei rifiuti."

Al momento, la Finanziaria 2008, articolo 2, comma 137 è stato così modificato:

"La procedura del riconoscimento in deroga del diritto agli incentivi (...) per gli impianti autorizzati e non ancora in esercizio, e, in via prioritaria, per quelli in costruzione o entrati in esercizio fino alla data del 31 dicembre 2008, con riferimento alla parte organica dei rifiuti, è completata dal Ministro dello sviluppo economico, sentite le Commissioni parlamentari competenti, inderogabilmente entro il 31 dicembre 2009. Sono comunque fatti salvi i finanziamenti e gli incentivi (...) per gli impianti, senza distinzione fra parte organica ed inorganica, ammessi ad accedere agli stessi per motivi connessi alla situazione di emergenza rifiuti che sia stata, prima della data di entrata in vigore della medesima legge, dichiarata con provvedimento del Presidente del Consiglio dei Ministri."

1.2. I certificati verdi

La scelta di finanziare e promuovere le fonti rinnovabili deriva da scelte prioritarie a livello europeo, in quanto le fonti rinnovabili presentano caratteristiche idonee alla sostenibilità nel lungo periodo e allo stesso momento sono funzionali ad altri obiettivi prioritari dell'Unione Europea: la sicurezza dell'approvvigionamento, la diversificazione delle fonti, e l'occupazione.

La scelta delle politiche di incentivazione può essere ricondotta a due motivazioni principali:

- l'adozione di un meccanismo di mercato per il sostegno alle fonti rinnovabili;
- la conciliazione tra la promozione di titoli di produzione di energia rinnovabile e la creazione di un mercato dell'energia elettrica.

In concreto, il meccanismo riconosce ad ogni Certificato Verde l'attestazione della produzione da parte di un impianto a Fonti Energetiche Nuove o Rinnovabili (FER) di 1 MWh di energia elettrica; il sistema dei certificati verdi si configura quindi come una modalità "cost effective" per promuovere lo sviluppo delle energie rinnovabili.

Per poter accedere a tale diritto, l'impianto deve prima ottenere la qualifica IAFR e cioè deve essere riconosciuto come Impianto Alimentato da Fonti Rinnovabili dopo una richiesta inoltrata al Gestore dei Servizi Elettrici, secondo le modalità indicate sul sito internet del GSE stesso¹.

Dopo aver ottenuto la qualifica IAFR, il produttore di energia elettrica da fonti rinnovabili può chiedere l'emissione del numero dei Certificati Verdi pari al quantitativo dell'energia prodotta e precedentemente comunicata.

I beneficiari possono fare richiesta secondo due modalità:

- a consuntivo, relativamente all'energia prodotta nell'anno precedente;
- a preventivo, relativamente all'energia elettrica che si ritiene di produrre nell'anno in corso o nell'anno successivo.

Secondo le intenzioni del legislatore, il sistema serve ad abbassare il costo della generazione delle energie rinnovabili e favorisce la competizione tra produttori, grazie all'obbligo a produrre una determinata quota di energia rinnovabile². Il presupposto per la creazione di un mercato dei Certificati Verdi è derivato dall'imposizione, a decorrere dal 2002, ai soggetti che producono o importano più di 100 GWh di energia elettrica da fonti convenzionali, di immettere nella rete nell'anno successivo energia prodotta da impianti a FER in misura non inferiore al 2% della quota di energia prodotta o importata: questa percentuale dal 2004 è stata incrementata annualmente prima dello 0.35% e, dal 2007 dello 0,75%.

¹ <http://www.gse.it/attivita/Incentivazioni%20Fonti%20Rinnovabili/Servizi/Pagine/QualificazionImpianti.aspx?Idp=1&Anno=&SortField=Created&SortDir=DESC>

² Con la legge 23 luglio 2009, n. 99, l'obbligo relativo ai certificati verdi è stato trasferito ai "soggetti che concludono con la società Terna Spa uno o più contratti di dispacciamento di energia elettrica in prelievo". Tale modifica avrà valore a partire dal gennaio 2012.

ANNO	% DELL'OBBLIGO
2008	4,55
2009	5,30
2010	6,05
2011	6,80
2012	7,55

Tabella 1-1 Obbligo di immissione di energia da FER

Per il soggetto obbligato, il soddisfacimento del suddetto obbligo può avvenire attraverso tre modalità:

- l'acquisto di CV che vengono attribuiti ai produttori di energia derivante da nuovi impianti a fonti rinnovabili;
- la messa in esercizio di nuovi impianti a fonti rinnovabili (ai quali verranno concessi i relativi CV);
- l'importazione di nuova energia rinnovabile proveniente da Paesi che adottino analoghi strumenti di incentivo su basi di reciprocità.

A partire dal 2002 e fino al 31 dicembre 2008, gli impianti accreditati hanno avuto diritto ad ottenere i Certificati Verdi per un periodo di 12 anni. Il "Decreto Rinnovabili", entrato in vigore nel gennaio 2009, ha incrementato a 15 anni per tutte le fonti rinnovabili, ma solo quegli impianti entrati in funzione dopo il 31 dicembre 2007. Dopo la loro emissione, quest'ultimi sono di fatto separati dall'energia fisica che rappresentano, potendo essere scambiati più volte secondo diverse modalità.

I Certificati Verdi possono essere negoziati:

- con contratti bilaterali liberamente conclusi tra i detentori dei titoli e i produttori o importatori soggetti all'obbligo;
- attraverso lo scambio nella sede di mercato organizzato e regolamentato dal GME (Gestore del Mercato Elettrico Spa ora Gestore dei Mercati Energetici).

La validità di un certificato verde è pari a tre anni, cioè un CV acquisito da un produttore da fonti rinnovabili nel 2009 potrà essere utilizzato negli anni 2010 e 2011.

Il GME S.p.A. è una società per azioni costituita dal Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale S.p.A. (ora Gestore Servizi Energetici), al quale è affidata la gestione economica del mercato elettrico. A ciascun operatore autorizzato a partecipare al mercato regolamentato viene attribuito un conto in proprietà, dove sono contabilizzate e registrate tutte le operazioni relative all'emissione ed all'acquisto di CV.

Il mercato, al fine di operare in maniera efficiente e trasparente e per garantire il buon esito delle transazioni effettuate sul mercato, impone ai partecipanti il versamento di un deposito cauzionale in conto prezzo a garanzia delle operazioni che verranno effettuate, deposito cauzionale che corrisponde al quantitativo di Certificati Verdi che i soggetti intendono acquistare, moltiplicato per il

prezzo convenzionale minimo pubblicato dal GME almeno cinque giorni prima di ciascuna sessione del mercato. Nel caso in cui il controvalore dei titoli acquistati risulti maggiore del deposito cauzionale versato, l'operatore sarà tenuto ad effettuare un pagamento aggiuntivo relativo alla parte non coperta dal deposito, entro i due giorni lavorativi successivi alla ricezione delle conferme inviate dal GME.

Entro il 31 marzo di ogni anno, i produttori ed importatori soggetti all'obbligo sono tenuti a trasmettere al Gestore della Rete di Trasmissione nazionale l'equivalente quantitativo di energia.

Sulla base dell'autocertificazione relativa alla quantità di energia elettrica importata o prodotta con fonti convenzionali l'anno precedente, il GRTN verifica il rispetto dell'obbligo e procede, in seguito ad esito positivo, all'annullamento e stralcio dei Certificati Verdi. Nel caso in cui non venga rispettata la quota minima, il soggetto obbligato ha a disposizione un periodo di trenta giorni, successivi alla comunicazione del GRTN, entro il quale è tenuto ad acquistare e trasmettere il quantitativo richiesto.

L'andamento dei prezzi ha subito nel corso degli anni delle forti oscillazioni che devono essere ricondotte in parte alla novità del meccanismo e in parte alle distorsioni apportate al mercato dal precedente sistema CIP 6. Al fine di mantenere attivo il mercato e garantire un'offerta adeguata di CV, specialmente nei primi anni, il GSE stesso ha emesso dei certificati "scoperti", corrispondenti alla produzione di energia elettrica derivante da una precedente forma di incentivazione il CIP6. Il prezzo di questi titoli veniva fissato ad un valore pari alla differenza tra il costo medio dell'energia acquistata dal GSE dagli impianti CIP6 nell'anno di riferimento e il ricavo derivante dalla cessione della stessa energia nello stesso anno. Data la quantità di certificati "targati" GSE sul mercato, tale valore diveniva quello di riferimento. Negli ultimi anni, al contrario, e grazie allo sviluppo del mercato, si è registrata una sovra-offerta rispetto alla domanda con conseguente calo dei prezzi che ha rischiato di far perdere convenienza alla costruzione di nuovi impianti.

Anno di riferimento	Valore dei CV negoziati (MWh)	Prezzo medio cumulato (€/MWh) IVA inclusa	Prezzo medio cumulato (€/MWh) IVA esclusa	Volume totale CV negoziati (n. CV)	Controvalore (€)
2003	100	98,88	82,4	20.775	205.431.760
2004	50	116,84	97,37	22.901	133.787.642
2005	50	130,85	109,04	8.065	52.765.263
2006	50	144,23	120,19	9.813	70.766.450
2007	50	115,78	96,48	1.255	7265195

Tabella 1-2 Andamento del valore dei CV (Fonte Gestore del Mercato Energetico)

Questo andamento è riscontrabile anche nella Tabella 1-2 che evidenzia il declino del mercato libero, dove il GSE vendeva i propri titoli, a favore degli scambi bilaterali tra gli operatori.

Il "decreto rinnovabili" del 18 dicembre 2008, attuativo della Finanziaria 2008, ha profondamente modificato tale meccanismo agendo sia sulla definizione del prezzo che sulle modalità operative

del meccanismo stesso. Dal 2008, con la legge finanziaria per quell'anno, è stato fissato un prezzo di riferimento (€ 180) che rappresenta il parametro per la formazione del prezzo dei Certificati "GSE"³. Inoltre, è stato istituito l'obbligo per il GSE di ritirare i Certificati Verdi in scadenza nell'anno considerato e che siano ulteriori rispetto a quelli necessari per assolvere all'obbligo della quota minima dell'anno precedente, qualora sia richiesto dal produttore di energia elettrica rinnovabile. A partire dal 2008, entro giugno di ciascun anno, il GSE, su richiesta del produttore, ritira i CV in scadenza nell'anno ad un prezzo medio annuale che è quello relativo alle contrattazioni di tutti i CV indipendentemente dall'anno di riferimento scambiati l'anno precedente (sulla borsa del GME o con contratti bilaterali).

Con il Decreto Bersani non erano presenti diversificazioni tra le diverse fonti energetiche e questo, negli anni, ha portato il sistema a essere asimmetrico sostenendo in maniere efficiente alcune fonti, come quella eolica, e rendendo d'altra parte difficoltosa la realizzazione di impianti che sfruttano risorse e tecnologie poco competitive, quali le biomasse e il solare termico e fotovoltaico. Il divario di competitività, cresciuto negli anni, ha portato il legislatore a intervenire sulla parità di trattamento rispetto alle alternative tecnologiche. Per gli impianti entrati in esercizio in data successiva al 31 dicembre 2007 di potenza nominale media annua superiore a 1 MW e a 0,2 MW per gli impianti eolici, l'energia netta riconosciuta all'intervento viene calcolata moltiplicando l'energia effettivamente prodotta per delle costanti differenziate per fonte. La Tabella 2 della Legge Finanziaria del 2008 è stata aggiornata dalla Legge 23/07/2009 n.99 e viene riportata in Tabella 1-3:

N°	FONTE	COEFFICIENTE
1	Eolica per impianti di taglia superiore a 200 Kw	1,00
1-bis	Eolica offshore	1,50
3	Geotermica	0,90
4	Moto ondoso e maremotrice	1,80
5	Idraulica diversa da quella del punto precedente	1,00
6	Rifiuti biodegradabili, biomasse diverse da quelle di cui al punto successivo	1,30
7	Biomasse e biogas prodotti da attività agricola, allevamento e forestale da filiera corta	1,80
8	Gas di discarica e gas residuati dai processi di depurazione e biogas diversi da quelli del punto precedente	0,80

Tabella 1-3 Coefficienti di calcolo dei CV

³ "A partire dal 2008, i certificati verdi emessi dal GSE ai sensi dell'articolo 11, comma 3, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, sono collocati sul mercato a un prezzo, riferito al MWh elettrico, pari alla differenza tra il valore di riferimento, fissato in sede di prima applicazione in 180 euro per MWh, e il valore medio annuo del prezzo di cessione dell'energia elettrica definito dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas in attuazione dell'articolo 13, comma 3, del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387, registrato nell'anno precedente e comunicato dalla stessa Autorità entro il 31 gennaio di ogni anno a decorrere dal 2008. Il valore di riferimento e i coefficienti, indicati alla tabella 1 per le diverse fonti energetiche rinnovabili, possono essere aggiornati, ogni tre anni, con decreto del Ministro dello sviluppo economico, assicurando la congruità della remunerazione ai fini dell'incentivazione dello sviluppo delle fonti energetiche rinnovabili."

Per gli impianti IAFR aventi diritto, il GSE provvede a effettuare i conguagli, ovvero a emettere i certificati verdi aggiuntivi.

La domanda del produttore volta a ottenere gli incentivi per impianti alimentati da fonti rinnovabili per il primo anno è accompagnata da dichiarazione giurata con cui il produttore attesta di non incorrere nel divieto di cumulo degli incentivi di cui all'art. 18 del D.lgs. 387/2003. La domanda del produttore volta a ottenere gli incentivi per impianti alimentati da fonti rinnovabili, entrati in esercizio in data successiva al 30/06/2009, per il primo anno è altresì accompagnata da dichiarazione giurata con cui il produttore attesta di non incorrere nel divieto di cumulo d'incentivi di cui all'art. 2, comma 152 della Legge Finanziaria 2008, vale a dire 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 31/12/2007, questo perché la legge 99/2009⁴ ha introdotto questa data come termine ultimo per la cumulabilità degli incentivi.

Fanno eccezione gli impianti di proprietà di aziende agricole o gestiti in connessione con aziende agricole, agroalimentari, di allevamento e forestali per i quali è prevista ancora la cumulabilità con altri incentivi pubblici di natura nazionale, regionale, locale o comunitaria in conto capitale o in conto interessi con capitalizzazione anticipata, non eccedenti il 40 per cento del costo dell'investimento.

1.3. I certificati bianchi

Il sistema dei Titoli di Efficienza Energetica (comunemente conosciuti come Certificati Bianchi), individua un meccanismo di incentivazione basato su criteri di mercato (*market-based mechanism*). L'avvio del meccanismo dei Titoli di Efficienza Energetica (TEE) ha portato ad un'intensa attività normativa da parte degli enti coinvolti per definire gli ambiti d'azione, le procedure autorizzative e tutti gli altri aspetti connessi con i certificati per il risparmio energetico.

Innanzitutto è bene evidenziare la relazione di proporzionalità che lega l'efficacia di tali strumenti al grado di liberalizzazione del mercato su cui questi stessi strumenti vanno ad operare. E' evidente, infatti, che un regime di piena competitività, valutabile, in prima battuta, con il numero di soggetti che possono accedere in piena autonomia e libertà al mercato, rappresenta il presupposto necessario affinché il sistema dei TEE, che per definizione basa il suo successo proprio sull'instaurazione di un regime competitivo, possa trovare le migliori condizioni di sviluppo.

Nel settore elettrico è possibile identificare il grado di liberalizzazione attraverso l'analisi della filiera. L'assenza di posizioni dominanti nella fase di generazione, l'accessibilità non discriminatoria da parte di tutti i soggetti concorrenti al sistema di trasporto e, per ultimo, la presenza di numerosi attori impegnati nel servizio di distribuzione al cliente finale, determinano, nel caso della commodity elettrica, il grado di apertura del mercato. Il verificarsi di tali condizioni delinea la struttura ot-

⁴ Cfr paragrafo 2.1.2

timale sulla quale pianificare l'implementazione dell'apparato normativo dei Titoli di Efficienza Energetica o Certificati Bianchi.

Passando ad analizzare, viceversa, le caratteristiche proprie del sistema è bene innanzitutto identificare i principali soggetti impegnati nella compravendita dei certificati. Questi sono principalmente due; da una parte i fornitori di gas ed elettricità che hanno l'obbligo di risparmiare una certa quantità di energia a fronte di un obbligo imposto dalle autorità competenti, dall'altra le società di servizi energetici, chiamate comunemente ESCo (*Energy Service Companies*) che offrono assistenza per il raggiungimento degli obiettivi di risparmio energetico traendone benefici economici (*energy management services*). In particolare, per il mercato elettrico, i distributori di energia elettrica con più di 50.000 utenti finali allacciati alla propria rete; per il mercato del gas, i distributori di gas naturale che hanno più di 50.000 clienti allacciati alla propria rete.

La principale differenza tra ESCo e soggetti obbligati risiede nello scopo primario per cui i due soggetti acquisiscono i certificati: mentre il fornitore deve dimostrare attraverso la proprietà dei titoli il raggiungimento degli obiettivi assegnati, le ESCo utilizzano gli stessi titoli esclusivamente per ragioni di tipo commerciale non essendo sottoposte a nessun obbligo specifico. Questo ultimo punto evidenzia, come già anticipato, la peculiarità del sistema di coniugare posizioni opposte ma nello stesso tempo fondamentali per la corretta implementazione del sistema.

Ulteriori indicazioni si hanno analizzando con maggiore attenzione il ruolo dei fornitori. Se l'imposizione di un obbligo di risparmio energetico potrebbe apparire altamente penalizzante per società che fondano la propria esistenza proprio sulla vendita di energia, lo stesso sistema gli offre, nell'immediato nuove ed importanti opportunità di business. La prospettiva di un mercato energetico altamente competitivo privilegerà, infatti, proprio quelle società che avranno rinnovato le proprie strategie puntando non solo sulla massimizzazione della vendita di energia ma anche sull'ottimizzazione e sull'efficientamento della fornitura di servizi energetici. Tale rinnovamento delle politiche strategiche imposto dagli obblighi, unitamente ai già consolidati rapporti con il cliente, rappresenteranno, nel breve termine, un importante vantaggio competitivo per queste società.

Dal punto di vista operativo l'implementazione del mercato dei certificati per il risparmio energetico prevede, inizialmente, l'attuazione di tre passi sequenziali:

1. Fissare un obiettivo quantitativo generale in termini di energia che si vuole risparmiare;
2. Dividere tale obiettivo generale in obiettivi individuali a carico dei soggetti sottoposti agli obblighi;
3. Identificare concretamente i progetti che porteranno al raggiungimento dell'obiettivo generale.

Nello specifico, l'obiettivo generale viene usualmente determinato in funzione di una percentuale dell'energia elettrica totale venduta e successivamente tale quota viene divisa tra gli attori proporzionalmente alla loro presenza quantitativa sul mercato. In pratica ciascun fornitore sarà obbligato a promuovere presso i propri clienti finali, progetti di efficienza energetica tali da consentire

un risparmio di energia pari ad una quota percentuale fissata rispetto al proprio volume di vendite. Gli operatori soggetti all'obbligo si troveranno, a questo punto, a dover scegliere se investire nei progetti di efficienza energetica o acquistare i certificati da altri soggetti per adempiere all'obbligo. Avranno convenienza economica a promuovere interventi di efficienza energetica quei soggetti i cui costi marginali sono inferiori al prezzo di mercato dei Certificati Bianchi.

ANNO	Decreto Elettrico Mtep/anno	Decreto Gas Mtep/anno
2008	1,2	1,0
2009	1,8	1,4
2010	2,4	1,9
2011	3,1	2,2
2012	3,5	2,5

Tabella 1-4 Obblighi annuali di in Mtep di Certificati Bianchi

L'obiettivo di ridurre il più possibile i costi marginali si traduce in un aumento della competitività tra i partecipanti nella ricerca di soluzioni progettuali efficienti e a basso costo. I TEE, in definitiva, sono definiti dalle teorie economiche come un modo *cost effective* per promuovere lo sviluppo dell'efficienza energetica in quanto, promuovendo la competizione, abbassano i costi iniziali di investimento. E' importante sottolineare, a supporto delle considerazioni appena svolte, che proprio i costi di investimento hanno sempre rappresentato il maggiore deterrente allo sviluppo delle tecnologie e dei progetti volti all'efficienza energetica.

Gli interventi di efficienza energetica ammessi al rilascio dei Certificati Bianchi sono descritti in modo dettagliato negli allegati 1 dei due Decreti ministeriali 20 luglio 2004, con differenti tipologie a seconda del settore di intervento: elettrico o gas naturale.

Interventi di riduzione dei consumi di energia elettrica
<p>Tipologia di intervento 1</p> <p><i>Rifasamento elettrico</i></p> <ul style="list-style-type: none"> - Rifasamento presso l'utenza finale <p>Tipologia di intervento 2</p> <p><i>Motori elettrici e loro applicazioni</i></p> <ul style="list-style-type: none"> - Installazione di sistemi elettronici di regolazione in frequenza - Ottimizzazione di impianto e gestionale dei sistemi di pompaggio azionati da motori elettrici - Installazione motori e meccanismi di trasmissione della forza motrice a più alta efficienza - Recupero energetico nei sistemi di rigassificazione del Gnl

Tipologia di intervento 3

Sistemi per l'illuminazione

- Installazione di sistemi automatici di accensione, spegnimento e regolazione dell'intensità (sistemi di rilevazione presenze, di illuminazione naturale, crepuscolari, ecc.)
- Aumento dell'efficienza degli impianti di pubblica illuminazione
- Installazione di sistemi e componenti più efficienti (corpi o apparecchi illuminanti, alimentatori, regolatori, ecc.)

Tipologia di intervento 4

Electricity leaking

- Installazione di apparecchiature a basso consumo in stand-by o di dispositivi per la riduzione del consumo in stand-by di apparecchiature esistenti
- Sistemi di posizionamento in stand-by di apparecchiature di uso saltuario
- Sistemi di spegnimento automatico di apparecchiature in stand-by

Tipologia di intervento 5

Interventi per l'uso di fonti o vettori più appropriati dell'energia elettrica

- Interventi per la sostituzione di caldaie elettriche (per acqua calda sanitaria o per teleriscaldamento lavastoviglie, lavatrici, ecc.) con dispositivi alimentati con altre fonti energetiche o a più alta efficienza, o mediante

Tipologia di intervento 6

Riduzione dei consumi di energia elettrica per usi termici

- Installazione di sistemi e prodotti per la riduzione delle esigenze di acqua calda

Tipologia di intervento 7

Interventi per la riduzione della domanda di energia elettrica per il condizionamento

- Interventi per l'isolamento termico degli edifici
- Interventi per il controllo della radiazione entrante attraverso le superfici vetrate durante i mesi estivi (vetri selettivi, protezioni solari esterne, ecc.)
- Applicazioni delle tecniche dell'architettura bioclimatica, del solare passivo e del raffrescamento passivo
- Impianti solari termici utilizzando macchine frigorifere ad assorbimento anche reversibili a pompa di calore

Tipologia di intervento 8

Elettrodomestici e apparecchiature per ufficio ad elevata efficienza

- Sostituzione di frigoriferi, lavabiancheria, lavastoviglie, scaldacqua, forni, pompe di circolazione acqua, ecc. con prodotti analoghi a più alta efficienza
- Installazione di computer, stampanti, fax, ecc. ad elevata efficienza

Tabella 1-5 Interventi di riduzione dei consumi di energia elettrica

Altri Interventi

Tipologia di intervento 9

Dispositivi per la combustione delle fonti energetiche non rinnovabili

- Interventi per la sostituzione di dispositivi esistenti con altri a più elevata efficienza

Tipologia di intervento 10

Interventi di sostituzione di altra fonte o vettore con energia elettrica, nei casi in cui sia verificata una riduzione dei consumi di energia primaria

- Essiccazione con dispositivi a microonde e radiofrequenza
- Fusioni e cotture con forni a conduzione e irraggiamento
- Dispositivi per la riqualificazione termodinamica del vapore acqueo attraverso compressione meccanica

Tipologia di intervento 11

Climatizzazione ambienti e recuperi di calore in edifici climatizzati con l'uso di fonti energetiche non rinnovabili

- Interventi per l'isolamento termico degli edifici
- Applicazioni delle tecniche dell'architettura bioclimatica, del solare passivo e del raffrescamento passivo
- Climatizzazione diretta tramite teleriscaldamento da cogenerazione
- Cogenerazione e sistemi di micro cogenerazione come definiti dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas
- Sistemi di trigenerazione e quadri generazione
- Sistemi a celle a combustibile
- Installazione di pompe di calore elettriche o a gas con funzione di riscaldamento e raffreddamento, in edifici di nuova costruzione o ristrutturati aventi coefficiente di dispersione volumica per trasmissione dell'involucro edilizio, Cd, inferiore ai limiti fissati, in funzione dei gradi-giorno della località, nella successiva tabella 1, e che rispettino eventuali ulteriori prescrizioni contenute nelle linee guida di cui all'art. 5, comma 6
- Sistemi di tele gestione
- Sistemi di termoregolazione e contabilizzazione del calore per impianti di riscaldamento centralizzato
- Utilizzo di calore di recupero

Tipologia di intervento 12

Installazione di impianti per la valorizzazione delle fonti rinnovabili presso gli utenti finali

- Impiego di impianti alimentati a biomassa per la produzione di calore
- Impiego di pannelli solari per la produzione di acqua calda
- Uso del calore geotermico a bassa entalpia e del calore da impianti cogenerativi, geotermici o alimentati da prodotti vegetali e rifiuti organici e inorganici, per il riscaldamento di ambienti e per la fornitura di calore in applicazioni civili
- Impiego di impianti fotovoltaici di potenza elettrica inferiore a 20 KW

Tipologia di intervento 13

Veicoli elettrici e a gas naturale

- Iniziative per la diffusione di veicoli stradali a trazione elettrica e a gas naturale

Tipologia di intervento 14

Formazione, informazione, promozione e sensibilizzazione

- Campagne di formazione, informazione, promozione e sensibilizzazione degli utenti finali per la riduzione dei consumi

Tabella 1-6 Interventi ammissibili, settore elettrico

Interventi di riduzione dei consumi del gas naturale

Tipologia di intervento 1

Dispositivi per la combustione delle fonti energetiche non rinnovabili

- Interventi per la sostituzione di dispositivi esistenti con altri a più elevata efficienza

Tipologia di intervento 2

Riduzione dei consumi di gas per usi termici

- Installazione di sistemi e prodotti per la riduzione dei consumi di gas per le esigenze di produzione di acqua calda

Tipologia di intervento 3

Climatizzazione ambienti e recuperi di calore in edifici climatizzati con l'uso di fonti energetiche non rinnovabili

- Interventi per l'isolamento termico degli edifici
- Interventi per il controllo della radiazione entrante attraverso le superfici vetrate durante i mesi estivi (vetri selettivi, protezioni solari esterne, ecc.)
- Applicazioni delle tecniche dell'architettura bioclimatica, del solare passivo e del raffrescamento passivo
- Climatizzazione diretta tramite teleriscaldamento da cogenerazione
- Cogenerazione e sistemi di micro cogenerazione come definiti dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas
- Sistemi di trigenerazione e quadrigenerazione
- Sistemi a celle a combustibile
- Sistemi di telegestione
- Sistemi di termoregolazione e contabilizzazione del calore per impianti di riscaldamento centralizzato
- Utilizzo di calore di recupero

Tipologia di intervento 4

Installazione di impianti per la valorizzazione delle fonti rinnovabili presso gli utenti finali

- Impiego di impianti alimentati a biomassa per la produzione di calore
- Impiego di pannelli solari per la produzione di acqua calda
- Uso del calore geotermico a bassa entalpia e del calore da impianti cogenerativi, geotermici o alimentati da prodotti vegetali e rifiuti organici e inorganici per il riscaldamento di ambienti e per la fornitura di calore in applicazioni civili
- Impiego di impianti fotovoltaici di potenza elettrica inferiore a 20 KW

Tabella 1-7 Interventi di riduzione dei consumi del gas naturale

Altri interventi

Tipologia di intervento 5

Recuperi di energia

- Recuperi di energia sulla rete del gas

Tipologia di intervento 6

Rifasamento elettrico

- Rifasamento presso l'utenza finale

Tipologia di intervento 7

Motori elettrici e loro applicazioni

- Installazione di sistemi elettronici di regolazione in frequenza
- Ottimizzazione di impianto e gestionale dei sistemi di pompaggio azionati da motori elettrici
- Installazione motori e meccanismi di trasmissione della forza motrice a più alta efficienza
- Recupero energetico nei sistemi di rigassificazione del Gas naturale liquido

Tipologia di intervento 8

Sistemi per l'illuminazione

- Installazione di sistemi automatici di accensione, spegnimento e regolazione dell'intensità (sistemi di rilevazione presenze, di illuminazione naturale, crepuscolari, ecc.)
- Aumento dell'efficienza degli impianti di pubblica illuminazione
- Installazione di sistemi e componenti più efficienti (corpi o apparecchi illuminanti, alimentatori, regolatori, ecc.)

Tipologia di intervento 9

Electricity leaking

- Installazione di apparecchiature a basso consumo in stand-by o di dispositivi per la riduzione del consumo in stand-by di apparecchiature esistenti
- Sistemi di posizionamento in stand-by di apparecchiature di uso saltuario
- Sistemi di spegnimento automatico di apparecchiature in stand-by

Tipologia di intervento 10

Interventi di sostituzione di altra fonte o vettore con energia elettrica, nei casi in cui sia verificata una riduzione dei consumi di energia primaria

- Essiccazione con dispositivi a microonde e radiofrequenza
- Fusioni e cotture con forni a conduzione e irraggiamento
- Dispositivi per la riqualificazione termodinamica del vapore acqueo attraverso compressione meccanica

Tipologia di intervento 11

Applicazioni nelle quali l'uso del gas naturale è più efficiente di altre fonti o vettori di energia

- Interventi per la sostituzione di scaldacqua elettrici con dispositivi alimentati a gas naturale

Tipologia di intervento 12

Elettrodomestici e apparecchiature per ufficio ad elevata efficienza

- Sostituzione di frigoriferi, lavabiancheria, lavastoviglie, scaldacqua, forni, pompe di circolazione acqua, ecc. con prodotti analoghi a più alta efficienza
- Installazione di computer, stampanti, fax, ecc. ad elevata efficienza

Tipologia di intervento 13

Interventi per la riduzione della domanda di energia elettrica per il condizionamento

- Interventi per l'isolamento termico degli edifici
- Interventi per il controllo della radiazione entrante attraverso le superfici vetrate durante i mesi estivi (vetri selettivi, protezioni solari esterne, ecc.)
- Applicazioni delle tecniche dell'architettura bioclimatica, del solare passivo e del raffrescamento passivo
- Impianti solari termici utilizzando macchine frigorifere ad assorbimento anche reversibili a pompa di calore

Tipologia di intervento 14

Formazione, informazione, promozione e sensibilizzazione

- Campagne di formazione, informazione, promozione e sensibilizzazione degli utenti finali per la riduzione dei consumi

Tipologia di intervento 15

Veicoli elettrici e a gas naturale

- Iniziative per la diffusione di veicoli stradali a trazione elettrica e a gas naturale

Tabella 1-8 Altri interventi

Il terzo momento, che riguarda l'identificazione dei progetti ammissibili per il raggiungimento dell'obiettivo generale, rappresenta una delle maggiori criticità del meccanismo. In particolare la valutazione delle quantità di energia risparmiata da ogni singolo progetto può diventare un processo spesso lungo ed in molti casi eccessivamente costoso. Se, infatti, il risparmio energetico dovuto alla sostituzione di una lampada con un'altra a basso consumo risulta di facile ed immediata valutazione, l'utilizzo di nuove ed innovative tecnologie all'interno di un processo produttivo specifico richiede campagne di misura e di monitoraggio certamente più onerose e valutabili solo caso per caso. In generale, laddove il meccanismo non si limiti all'utilizzo di soli progetti standardizzati che non necessitano di misurazioni dirette, si ricorre all'utilizzo di tre differenti sistemi di valutazione.

Il primo viene applicato a progetti per i quali l'energia risparmiata è facilmente valutabile moltiplicando il numero di dispositivi ad alta efficienza installati per una unità di riferimento standard senza bisogno di ricorrere a misurazioni dirette (nel caso di un frigorifero di classe A l'unità di riferimento sarà calcolata considerando il consumo medio in kWh all'anno per un apparecchio medio di tale classe rispetto al consumo medio annuale del parco di frigoriferi comunemente in commercio).

Il secondo approccio, definito di tipo ingegneristico, prevede la fissazione di una serie di parametri di valutazione da elaborare all'interno di un algoritmo per il calcolo dei risparmi ottenuti. La sostituzione alle finestre del singolo vetro con uno doppio è un tipico esempio di questa tipologia di approccio.

Nel caso in cui si è nell'impossibilità di fissare parametri di valutazione ma è necessario effettuare e verificare misurazioni caso per caso si entra nel campo delle valutazioni basate su misure, terzo e ultimo approccio previsto.

Gli ultimi due sistemi di valutazione vengono applicati ex-post mentre per la sola misura standardizzata è consentita una valutazione ex-ante. In particolare, per la misura standardizzata, l'AEEG (Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas) ha pubblicato 22 schede standardizzate (al 22 febbraio 2009) per la quantificazione dei risparmi di energia primaria⁵. Le schede sono aggiornate regolarmente sulla base dell'evoluzione delle tecnologie, che rendono più conveniente un intervento e sulla base delle proposte avanzate dagli operatori alla AEEG stessa.

Tutti gli interventi possono valorizzare i risparmi richiedendo titoli per 5 anni ad eccezione degli interventi sull'involucro degli edifici per la riduzione del carico estivo da condizionamento, degli interventi per l'isolamento termico degli edifici, degli interventi per il controllo della radiazione entrante attraverso le superfici vetrate durante i mesi estivi (vetri selettivi, protezioni solari esterne, ecc) e delle applicazioni delle tecniche dell'architettura bioclimatica, del solare passivo e del raffrescamento passivo che possono valorizzare i risparmi richiedendo titoli per 8 anni.

Più in generale i tre approcci devono comprendere anche il criterio di "addizionalità" che considera ammissibili solo quei progetti di risparmio che non si sarebbero ottenuti in assenza della legge, escludendo, cioè, quelli derivanti dalla naturale evoluzione delle tecnologie e del mercato. Altro elemento, questo, che conferma l'estrema complessità dell'intero apparato.

Un altro punto di fondamentale importanza per la piena comprensione del meccanismo dei Titoli di Efficienza Energetica riguarda la struttura delle transazioni. Queste, come anticipato, si innescano tra gli attori principali del mercato dei titoli. I fornitori di energia elettrica, i clienti finali e le ESCo. Il peso specifico di ciascun attore all'interno del meccanismo può, comunque, differenziarsi a seconda delle condizioni del mercato e delle modalità di applicazione del sistema.

Il caso base può prevedere l'assenza sia dei clienti finali sia delle ESCo laddove il fornitore, gravandosi dei costi, riesce a raggiungere gli obblighi imposti implementando al proprio interno l'attuazione delle misure di efficienza energetica presso i propri clienti ed acquisendo la quantità necessaria di certificati. In altre parole, il ruolo della ESCo viene svolto direttamente dal fornitore. In questo caso l'unico modo di attivare la compravendita dei certificati è legata alla scelta dei

⁵ <http://www.autorita.energia.it/it/ee/schede.htm>

clienti di dotarsi di un portafoglio di certificati contribuendo, in parte o totalmente, all'acquisto dei dispositivi e dei sistemi efficienti.

Una variante può attuarsi nel caso ci siano tra i fornitori sostanziali differenze nel tenore dei costi marginali per l'attuazione dei progetti di efficientamento. In questo caso, per alcuni fornitori, la realizzazione di progetti e quindi la proprietà di titoli in eccedenza può diventare un'opportunità di business, potendo vendere il surplus ottenuto a quei fornitori che devono sopportare costi marginali superiori al prezzo di mercato dei titoli. In queste condizioni si genera automaticamente una domanda tra gli stessi fornitori. Un ulteriore passo avanti è rappresentato dalla presenza delle ESCo che attuando interventi presso i clienti finali si dotano di un proprio portafoglio di certificati da scambiare sul mercato. Le ESCo, non essendo soggette ad alcun obbligo, generano attraverso la vendita dei Certificati Bianchi un ulteriore flusso di cassa. Elemento di fondamentale interesse per questo tipo di aziende che hanno l'esigenza prioritaria di minimizzare i rischi di investimento garantendosi continuità e sicurezza della remunerazione. L'AEEG pubblica sul proprio sito internet un elenco delle "*società di servizi energetici che hanno ottenuto la certificazione dei risparmi energetici conseguiti*" che si riferisce agli operatori che, oltre ad essersi registrati per l'utilizzo del sistema informativo *on-line* secondo la procedura di cui sopra, abbiano avuto almeno una richiesta di verifica e certificazione dei risparmi energetici approvata dall'Autorità o da un soggetto da essa delegato⁶.

Infine, generalmente nei mercati più evoluti e con un volume di transazioni elevato, possono operare anche degli intermediari. Questi ultimi, in analogia con i brokers dei mercati finanziari, si preoccupano di ridurre i rischi di investimento assunti dai fornitori e dalle ESCo nella promozione degli interventi di risparmio energetico.

Per quanto riguarda gli aspetti prettamente finanziari appare di grande rilevanza la possibilità data ai fornitori di poter recuperare parte dei costi sostenuti per l'espletamento degli obblighi imposti attraverso un aumento delle tariffe. La diminuzione delle vendite di energia e quindi dei profitti viene, di conseguenza, posto a carico degli utenti finali. Tale circostanza potrà rappresentare un fattore energetico i cui costi non andranno ad appesantire eccessivamente il carico finanziario delle aziende soggette agli obblighi ma, viceversa, ne rappresenteranno una possibilità di sviluppo commerciale.

Come tutti i sistemi nei quali è prevista l'imposizione di un obbligo anche nel caso del meccanismo dei Titoli di Efficienza Energetica il legislatore ha previsto l'istituzione di un regime sanzionatorio nei confronti di quei soggetti che non si conformano ai target di risparmio assegnati.

Le sanzioni vengono fissate secondo il principio logico di rendere maggiormente remunerativa l'effettuazione dell'intervento rispetto al pagamento della penale. D'altro canto, soprattutto nella fase di start-up del sistema, sono stati previsti dei criteri di flessibilità in modo da attuare i rischi di incorrere nelle penali.

Tra questi è possibile citare la bancabilità dei titoli e cioè l'opportunità di conservare per un periodo temporale fissato la proprietà e la validità dei certificati ottenuti al fine di un futuro utilizzo per la copertura degli obblighi o per la cessione in sede di contrattazione.

⁶ http://www.autorita.energia.it/it/operatori/operatori/el_operatori.htm

1.3.1. Il meccanismo e l'interazione tra i soggetti

“I progetti di risparmio energetico possono essere realizzati direttamente dai distributori, anche attraverso società da loro controllate, ovvero da società terze operanti nel settore dei servizi energetici (le cosiddette *Energy Services Companies* o ESCo), autonomamente o per conto dei distributori medesimi“ (dal DM 20 Luglio 2004, art. 8, comma 1).

Allo scopo di chiarire meglio il meccanismo messo in atto dai decreti, sembra opportuno mettere in luce oneri, potenziali vantaggi e svantaggi e compiti degli attori che ne prendono parte ossia: distributori di energia elettrica e gas, ESCo, utenti, Autorità per l'energia elettrica ed il gas, Gestore del Mercato Elettrico, Regioni.

I distributori

Per quanto concerne le società di distribuzione di energia elettrica e di gas, come già evidenziato, queste hanno innanzitutto l'obbligo di conseguire gli obiettivi di riduzione dei consumi precisati nei Decreti, con la libertà di scegliere modalità, tipologie, specifici progetti ed utenze.

È chiaro che come conseguenza dei minori consumi dell'utente, esse avranno una corrispondente riduzione di vendite con conseguente calo di profitto; ai distributori spetta l'ulteriore onere di sostenere il costo per la realizzazione dei progetti o con investimenti diretti per la realizzazione in proprio presso gli utenti o per l'acquisto dei TEE da terzi che hanno realizzato i progetti con un loro investimento.

Tuttavia, le imprese distributrici possono recuperare i costi sostenuti per la realizzazione dei progetti ed i mancati profitti attraverso risorse di varia natura: quote di partecipazione dei clienti partecipanti, finanziamenti statali, regionali, locali, comunitari, ricavi dalla vendita dei Titoli di Efficienza Energetica. Una parte dei costi sostenuti troverà copertura attraverso le tariffe di trasporto e distribuzione dell'energia elettrica e del gas naturale in base a criteri che saranno stabiliti dall'Autorità.

Dette imprese, inoltre, hanno l'opportunità di avviare un nuovo business, per il quale si trovano sicuramente in posizione privilegiata, con l'offerta di servizi energetici integrati. Tuttavia, questa condizione ancora non si è realizzata concretamente a causa del poco entusiasmo mostrato dai distributori nel calarsi nel nuovo ruolo che il sistema dei certificati bianchi gli ha assegnato. Ad oggi i distributori hanno ampliato i loro compiti attraverso l'allargamento della fornitura, (gas insieme all'elettricità, oppure servizi di telematica) viceversa, sarebbe auspicabile l'estensione in profondità del servizio di fornitura energetica. In altre parole, l'aumento della competitività nello schema dei meccanismi di mercato è legata, in particolare, ai servizi “a valle del contatore”; tra questi, ad esempio, i servizi di controllo e sicurezza degli impianti. Al contrario, in Italia, oltre ad alcune reticenze da parte degli stessi distributori, esiste una normativa⁷, proprio dall'Autorità italiana per la concorrenza e il mercato, che si esprime contro questo allargamento.

⁷ Riferimento alla già citata legge “Marzano” del 23 Agosto 2004 n. 239, art 1, comma 34, che impone il divieto ai distributori di esercitare tutte le attività *postcontatore* eccetto quelle di vendita di energia elettrica e di gas e di illuminazione pubblica

È da sottolineare che i distributori incorrono, in caso di inottemperanza, nelle sanzioni applicate dall'Autorità in modo proporzionale e superiore all'entità degli investimenti necessari a compensare le inadempienze.

Alle imprese di distribuzione compete poi la formulazione di un "piano annuale delle loro iniziative volte a conseguire il raggiungimento degli obiettivi loro assegnati, da trasmettere alle Regioni" (art. 4, commi 5 o 6), perché queste possano "provvedere al coordinamento e integrazione dei procedimenti amministrativi ed alla acquisizione unitaria degli atti autorizzativi, attivando anche lo sportello unico" (art. 4, commi 6 o 7).

Le ESCO

Le Energy Service Company sono società che effettuano interventi finalizzati a migliorare l'efficienza energetica, assumendo su di sé il rischio dell'iniziativa e liberando il cliente finale da ogni onere organizzativo e di investimento. I risparmi economici ottenuti vengono condivisi fra la ESCO ed il Cliente finale con diverse tipologie di accordo commerciale.

I settori di intervento su cui operano le ESCO sono quelli tipici dell'efficienza energetica quali:

- produzione di energia da cogenerazione, anche in teleriscaldamento
- interventi di efficienza energetica nell'illuminazione
- miglioramento dell'efficienza dei consumi elettrici
- recupero energia termica da fumi esausti
- produzione di energia da fonti rinnovabili
- consulenza ESCO per il miglioramento dell'efficienza energetica degli usi finali
- riqualificazione energetica degli edifici

La metodologia di intervento si articola in cinque fasi:

1. diagnosi energetica finalizzata ad individuare sprechi, inefficienze ed usi impropri da cui si ricavano gli elementi per predisporre un progetto di massima degli interventi da realizzare;
2. definizione del progetto esecutivo;
3. reperimento dei capitali per l'investimento;
4. realizzazione dei lavori;
5. gestione e manutenzione degli impianti per tutto il periodo concordato.

In alcuni casi, come per la Pubblica Amministrazione, interventi interessanti sono difficili da implementare per la carenza di fondi rispetto alle esigenze complessive, rispetto alle quali l'energia occupa spesso un ruolo secondario. Il ricorso alle ESCO permette il superamento di tali inconvenienti.

Il valore aggiunto che una ESCO offre al cliente è rappresentato dall'offerta di:

- servizi energetici integrati garantiti a livello contrattuale;
- finanziamento tramite terzi.

La prima caratteristica risponde al primo problema da affrontare: una ESCO è in grado di proporre una vasta serie di soluzioni, tese a rispondere al meglio alle esigenze del committente. Le società di servizi energetici operano in tale contesto eseguendo diagnosi energetica, studio di fattibilità e progettazione degli interventi, e curando i progetti proposti dalla realizzazione alle operazioni di gestione e manutenzione. Tali attività possono essere affidate in outsourcing ad altri soggetti (ad esempio l'installazione dell'impianto o la sua manutenzione) od essere eseguite in proprio dalla ESCO.

Non va trascurato il fatto che l'offerta di un servizio in sostituzione dell'acquisto di un bene può rappresentare un vantaggio in termini di bilancio e di esposizione finanziaria, oltre a consentire all'utente di concentrarsi sul core-business, lasciando a soggetti esperti la ricerca delle soluzioni energetiche ottimali.

La competenza della ESCO viene messa al servizio del cliente attraverso modelli di energy performance contracting (EPC), ossia garantendogli un livello di prestazioni predefinito (in genere viene assicurato o un risparmio energetico o un risparmio economico rispetto alla situazione preesistente). Esistono varie forme di EPC che possono essere impiegate, a seconda della situazione considerata. Ciò che cambia è sostanzialmente il rapporto intercorrente fra i tre soggetti principali: ESCO, utente, istituto di credito. Una buona sintesi dei vari schemi utilizzati, in lingua inglese, è riportata nel rapporto 2005 del JRC della Commissione Europea. Nella figura sottostante è riportata una sintesi grafica degli accordi esistenti nel caso dei due schemi più noti: lo shared savings (risparmi condivisi) e il guaranteed savings (risparmi garantiti).

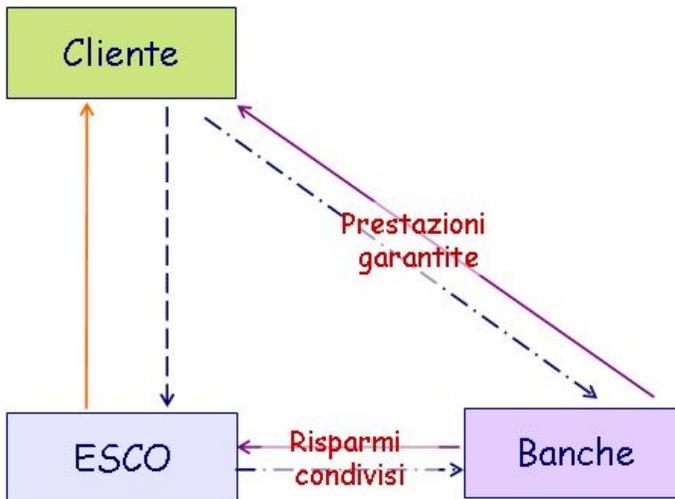


Figura 1-1 Schema di accordo finanziario con una Esco

Per il canone da versare alla società di servizi sono possibili soluzioni molto varie e legate al tipo di schema adottato. La somma dovuta può rappresentare una quota percentuale dei risparmi ottenuti (come avviene ad esempio nei contratti shared savings) o una rata prefissata (e.g. nei contratti a guaranteed savings), in funzione della redditività dell'intervento, del numero di anni di durata del contratto, del rischio assunto dalle diverse parti e delle esigenze del soggetto beneficiario. Per un approfondimento dei vantaggi e svantaggi collegati ai diversi contratti si rimanda ai documenti di seguito riportati, che comprendono anche dei modelli contrattuali.

Un biglietto da visita importante è rappresentato dall'approccio seguito nell'effettuazione della diagnosi energetica, che rappresenta, insieme alle capacità di manutenzione e gestione, il passo più importante. Oltre all'individuazione ed all'analisi dei parametri tecnici collegati alla richiesta di energia presso l'utente, gli audit migliori cercano di determinare e quantificare gli effetti degli apporti umani e ambientali (abitudini ed attitudini del personale, destinazioni d'uso degli edifici, modifiche nella produzione e nei processi, etc). In questo modo diventa possibile valutare il rischio connesso al progetto con maggior precisione ed adottare strumenti in grado di ridurlo o di condurlo con soggetti terzi (addestramento del personale del cliente, coinvolgimento del management aziendale, stipula di assicurazioni, etc). Il tutto si traduce in vantaggi sia per il cliente, sia per la ESCO.

La carenza di fondi può invece essere superata grazie al finanziamento tramite terzi. Tale strumento prevede la partecipazione di un soggetto terzo che fornisce le disponibilità finanziarie necessarie alla realizzazione dell'intervento desiderato, alla ESCO o all'utente. L'ipotesi di base è che i flussi di cassa originati dai risparmi energetici conseguiti siano capaci di ripagare l'investimento, le spese di O&M e l'eventuale acquisto di combustibili e vettori energetici in un tempo ragionevole. Quale che sia il beneficiario diretto del finanziamento e la metodologia contrattuale adottata, l'esperienza e le capacità della ESCO sono le qualità su cui si basa l'affidabilità che può consentire di accedere al denaro a migliori tassi di interesse.

Possono comunque verificarsi dei casi in cui risulta più conveniente l'utilizzo di risorse interne rispetto all'accesso al mercato finanziario, ovvero può essere consigliabile un approccio misto, parte in finanziamento tramite terzi, parte in finanziamento autonomo del progetto.

Condizione necessaria per l'applicazione del FTT è comunque che si possano individuare dei criteri di valutazione dei risparmi oggettivi e condivisi fra ESCO ed utente. Data l'importanza del tema sono stati sviluppati negli Stati Uniti dei protocolli di misura e verifica dei risparmi.

Nel caso della Pubblica Amministrazione, la possibilità di ricorrere al finanziamento tramite terzi è stata introdotta dal Decreto Legislativo 17 marzo 1995 n. 157, come modificato dal Decreto Legislativo 25 febbraio 2000, n. 65, e dalla Legge 11 febbraio 1994 n. 109 (Merloni - articoli 19-21), come modificata dalla Legge 18 novembre 1998 n. 415 (Merloni ter - articolo 11).

I vantaggi per l'utente di operare in uno schema comprensivo di energy performance contracting e di finanziamento tramite terzi sono:

Gli utenti

Nell'ambito dei Decreti, gli utenti hanno un ruolo sostanzialmente passivo. Essi possono accogliere la proposta sottopostagli discrezionalmente dai Distributori o da soggetti terzi operanti nel settore dei servizi energetici, stipulando con gli stessi un contratto che definisca il rapporto tra di loro e relative regole. Tra queste vi sarà anche la definizione delle modalità dell'eventuale suddivisione dei benefici conseguenti alle riduzioni dei consumi e la eventuale vendita dei Titoli, ed eventualmente anche degli oneri per gli investimenti. Chiaramente quelli che partecipano ad un progetto di risparmio godono del beneficio della riduzione dei consumi di energia e dei relativi costi conseguenti alla realizzazione del progetto.

Essi possono godere di tale beneficio in tutto o in parte fin dall'inizio, oppure solo in seguito, una volta ripagato in tutto o in parte l'investimento e a seconda di quanto concordato nel contratto con il Distributore od il soggetto terzo.

Infine, tutti gli utenti indistintamente, sia quelli che partecipano al miglioramento dell'efficienza negli usi propri, sia quelli che non partecipano perché non ne hanno l'opportunità o possibilità, incorrono nell'eventuale aumento di costo dell'energia per il trasferimento in tariffa degli oneri sostenuti dai Distributori e riconosciuti dall'Autorità.

L'Autorità per l'energia elettrica ed il gas (AEEG)

Con riferimento all'attività di regolazione e controllo relative all'implementazione dei Decreti, i Ministeri delegano questo compito all'Autorità per l'energia elettrica e il gas (AEEG). A tale organo spetta, infatti, un'attività essenziale perché gli interventi di efficienza energetica possano essere realizzati in modo efficace ed efficiente e cioè "la definizione delle Linee guida per la preparazione, esecuzione e valutazione consuntiva dei progetti, la documentazione comprovante i risultati ottenuti, ed i criteri e modalità di rilascio dei Titoli" (art. 5).

Sempre all'Autorità è delegato il "controllo della realizzazione conforme dei progetti certificati e della riduzione dei consumi conseguita" (art. 7), nonché la verifica del raggiungimento degli obiettivi specifici annuali a carico dei singoli Distributori. L'AEEG può anche effettuare controlli a campione per accertare che i progetti siano stati effettivamente realizzati conformemente alle disposizioni dei decreti ministeriali e delle Linee guida. Inoltre, stabilisce i criteri per la determinazione e l'erogazione dell'eventuale contributo tariffario a copertura dei costi sostenuti dai distributori per il conseguimento degli obiettivi di risparmio energetico.

Infine, l'AEEG può determinare e comminare sanzioni da imputare ai distributori in caso di inadempienza.

Il Gestore del Mercato Elettrico (GME)

I Titoli di Efficienza Energetica (o Certificati Bianchi) sono emessi dal Gestore del mercato elettrico a favore dei soggetti che hanno realizzato i progetti di risparmio energetico.

L'emissione dei titoli viene effettuata sulla base di una comunicazione dell'Autorità che certifica i risparmi conseguiti. La compravendita di questi titoli avverrà tramite contratti bilaterali o in un mercato apposito istituito dal Gestore del mercato elettrico e regolato da disposizioni stabilite dal Gestore stesso d'intesa con l'Autorità. Il meccanismo di compravendita dei TEE è esemplificato in figura.

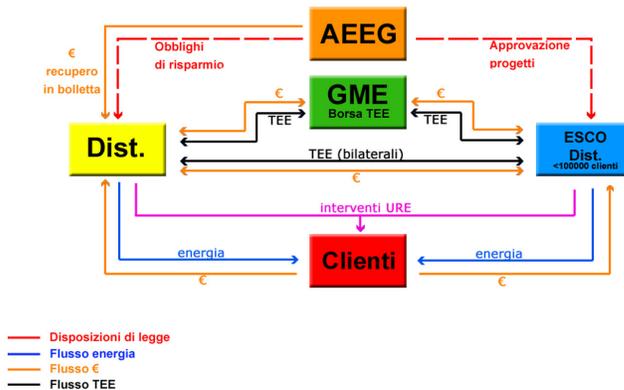


Figura 1-2 Meccanismo di compravendita dei TTE

Le Regioni

Nelle intenzioni del Legislatore le Regioni e gli Enti locali dovranno avere un ruolo rilevante, che si dovrebbe esplicitare con atti di promozione regionale, con il coordinamento dei procedimenti amministrativi e l'acquisizione unitaria degli atti autorizzativi, anche con lo "sportello unico".

Le Regioni possono, infine, stipulare accordi con le imprese di distribuzione per il conseguimento degli obiettivi, fissati dalla programmazione regionale, "provvedendo nel caso anche con proprie risorse attraverso procedure di gara" (art. 4, commi 7 o 8).

1.3.2. I distributori, la gestione dei TEE e le sanzioni

Le Linee Guida prevedono che i Titoli di Efficienza Energetica abbiano una vita utile di 5 anni solari a decorrere dall'anno solare in cui i corrispondenti risparmi sono stati conseguiti⁸.

Il periodo di vita dei titoli è rilevante ai fini della loro validità per il conseguimento degli obiettivi specifici a carico dei soggetti obbligati. La previsione che i titoli abbiano un periodo di validità superiore all'anno, consente ai distributori soggetti agli obblighi di utilizzare i titoli eventualmente detenuti in eccesso rispetto al proprio obiettivo specifico di un anno, al fine del conseguimento degli obiettivi specifici nei quattro anni successivi.

Tale possibilità (cosiddetta "bancabilità" dei titoli) è stata prevista al fine di garantire una maggiore flessibilità decisionale ai soggetti obbligati e di contribuire a limitare la volatilità del prezzo dei titoli.

⁸ Ad eccezione degli interventi sull'involucro degli edifici per la riduzione del carico estivo da condizionamento, degli interventi per l'isolamento termico degli edifici, degli interventi per il controllo della radiazione entrante attraverso le superfici vetrate durante i mesi estivi (vetri selettivi, protezioni solari esterne, ecc) e delle applicazioni delle tecniche dell'architettura bioclimatica, del solare passivo e del raffrescamento passivo che possono valorizzare i risparmi richiedendo titoli per 8 anni.

Tuttavia, per limitare il rischio di comportamenti strategici e distorsivi, l’Autorità ha deciso di definire un limite massimo all’ammontare dei titoli bancati: solo il 40% dell’obiettivo specifico di ogni anno può essere soddisfatto attraverso titoli che hanno più di un anno di validità.

Le sanzioni

Per i partecipanti al mercato che violino le sue regole sono previste sanzioni che possono essere di natura pecuniaria ma che nei casi più gravi possono portare all’esclusione dell’operatore dal mercato. Per quanto riguarda le sanzioni previste dall’AEEG nel caso di inadempienza agli obblighi previsti per i distributori, i DM del 2004 prevedono nell’art. 11 la possibilità, per il distributore che non riesca a conseguire il 100% degli obiettivi ma che ne consegua almeno un valore R pari alla media nazionale, di compensare la quota residua nel biennio successivo, attraverso la realizzazione di progetti o l’acquisto di titoli, senza incorrere in sanzioni. Al di sotto del valore R, o comunque sotto il 60% del proprio obbligo (qualora R sia inferiore al 60%), sono previste “sanzioni proporzionali e in ogni caso superiori all’entità degli investimenti necessari a compensare le inadempienze”.

Questo affinché i distributori non siano messi nelle condizioni di preferire il pagamento della sanzione al costo dell’intervento da effettuare.

Inoltre, il tutto deve essere commisurato al quantitativo di TEE immessi sul mercato rispetto all’obiettivo annuo nazionale. Il seguente schema mostra alcuni casi di interesse:

ESEMPI DI SANZIONI		
CASO I	Percentuale dell’obiettivo annuo nazionale coperta (disponibilità di TEE)	60 %
	Percentuale dell’obiettivo del singolo distributore coperta	80 %
	In tal caso, il distributore deve compensare il restante 20% (richiesto dagli obblighi dei DM 20 Luglio 2004) nei due anni successivi.	
CASO II	Percentuale dell’obiettivo annuo nazionale coperta (disponibilità di TEE)	70 %
	Percentuale dell’obiettivo del singolo distributore coperta	40 %
	In questo caso il distributore è <u>sanzionato</u> in misura del 30% dei TEE mancati (fino al 70% nazionale). Inoltre deve intervenire con progetti o acquistare TEE dal mercato nei due anni successivi per completare il suo obbligo.	
CASO III	Percentuale dell’obiettivo annuo nazionale coperta (disponibilità di TEE)	40 %
	Percentuale dell’obiettivo del singolo distributore coperta	48 %
	Il distributore è comunque <u>sanzionato</u> (in misura del 2% dei TEE al di sotto del 50% del suo obbligo imposto) e dovrà pagare l’importo della sanzione oltre a dover compensare gli obblighi nei due anni successivi.	

Tabella 1-9 Esempi di misure sanzionatorie per i distributori

In pratica, il distributore soggetto all'obbligo deve acquistare una quota di TEE fino ad eguagliare la sua percentuale di copertura dell'obbligo con quella nazionale⁹ e poi coprire, con interventi di risparmio energetico, la parte restante del suo obbligo nei due anni a seguire. Se la percentuale propria è inferiore al 60%, si incorre nelle sanzioni¹⁰.

1.4. *Il conto energia*

Al fine di promuovere l'installazione di impianti fotovoltaici con il Decreto ministeriale 28 luglio 2005 (Gazzetta ufficiale n. 181 del 5 agosto 2005) si è avviato il meccanismo che prevede l'incentivazione per kWh fotovoltaico prodotto, il cosiddetto "Conto Energia". Successivamente, l'Autorità per l'energia elettrica ed il gas, con delibera n.188/2005 (pubblicata il 14 settembre 2005) ha individuato nel Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale (GRTN, nel frattempo GRTN è diventato GSE - Gestore Servizi Elettrici a seguito del passaggio a Terna Spa del ramo d'azienda dedicato alla gestione della rete elettrica e ora Gestore dei Servizi Energetici) il soggetto attuatore e previsto le modalità e le condizioni di erogazione delle tariffe incentivanti, nonché le modalità di presentazioni delle domande e le verifiche necessarie.

La copertura finanziaria necessaria all'erogazione degli incentivi è garantita da un prelievo tariffario obbligatorio (cod. A3) a sostegno delle fonti rinnovabili di energia, presente dal 1991 in tutte le bollette dell'energia elettrica di tutti gli operatori elettrici italiani.

Il Decreto del Nuovo Conto Energia - 2007 è stato approvato dalla Conferenza Unificata Stato – Regioni il 16 febbraio 2007 e firmato il 19 febbraio 2007 da parte del Ministro dello Sviluppo Economico e del Ministro dell'Ambiente, disciplina l'accesso alle tariffe incentivanti per un periodo di 20 anni per chi produce energia attraverso impianti fotovoltaici, differenziandone il valore, espresso in €/kWh, in base alle potenze nominali e al livello di integrazione architettonica dell'impatto.

Il "nuovo conto energia" segue il trend dei due decreti precedenti (2005 e 2006), apportando modifiche maggiormente legate allo sgravio burocratico legato all'accesso agli incentivi, consolidando il meccanismo di incentivazione in conto esercizio anziché in conto capitale.

I capisaldi del meccanismo sono:

- individuazione del Gestore dei Servizi Energetici (ex Elettrici) (GSE) come soggetto attuatore;
- richiesta di ammissione alle tariffe deve essere effettuata solo dopo l'entrata in esercizio dell'impianto;
- ampliamento della potenza incentivabile ed eliminazione dei limiti annuali di potenza per un totale di 1200 MW + un periodo di moratoria di 14 mesi (24 mesi per i soggetti pubblici);
- eliminazione del limite massimo di 1000 kW per il singolo impianto;

⁹ Cioè la percentuale di TEE immessi sul mercato rispetto ai quantitativi annui nazionali definiti dai DM 20 Luglio 2004 dal 2005 al 2009. Tale percentuale è fissata dall'art. 10, comma 7 dei Decreti stessi.

¹⁰ Art. 5 Decreto - GU n. 300 del 28.12.07 "

- introduzione di tariffe che premiano il grado di integrazione architettonica e l'uso efficiente dell'energia;

Agli incentivi sono ammessi:

- Persone Fisiche;
- Persone Giuridiche;
- Soggetti Pubblici;
- Condomini di unità abitative e/o edifici

Per accedere alle tariffe incentivanti è sufficiente che gli impianti rispondano alle seguenti specifiche:

- potenza nominale > 1 kW;
- non abbiano beneficiato delle tariffe incentivanti legate ai decreti interministeriali 28/07/05, 6/02/06;
- entrata in funzione dopo che l'AEEG ha aggiornato i dec. Int. del 28/07/05 e 6/02/06.
- ricadere nelle tipologie: non integrato, parzialmente integrato e integrato architettonicamente;
- conformità alle norme tecniche specificate nell'allegato 1;
- avere un punto di connessione.

All'interno di questa macchina burocratica è possibile decidere come vendere l'energia prodotta dall'impianto in questione, in particolar modo per impianti compresi tra 1 e 200 kWp si può scegliere tra lo scambio sul posto e la cessione in rete, mentre per impianti superiori a 200 kWp è possibile aderire solo alla cessione dell'energia.

Per l'ottenimento dell'incentivo è però necessario seguire un iter autorizzativo, quest'ultimo può essere riassunto in 4 punti fondamentali:

- 1) Il soggetto responsabile (SR) inoltra il progetto preliminare al gestore di rete e chiede la connessione alla rete (eventualmente il servizio di scambio).
- 2) Ad impianto ultimato, SR comunica la conclusione dei lavori al gestore di rete.
- 3) Entro 60 giorni dalla data di entrata in esercizio dell'impianto, SR - pena la non ammissibilità alle tariffe incentivanti - è tenuto a far pervenire al GSE la richiesta di concessione della tariffa, insieme alla documentazione finale di entrata in esercizio dell'impianto.
- 4) Entro i successivi 60 giorni GSE verifica il rispetto delle disposizioni del DM e comunica a SR la tariffa riconosciuta.
- 5) In caso di documentazione incompleta, GSE richiede integrazioni che dovranno pervenire al GSE entro 90 giorni, pena l'esclusione dall'incentivazione.

Le tariffe riconosciute come anticipato in precedenza sono strettamente correlate alla taglia ed all'integrazione architettonica, come si può notare dalla tabella sottostante, queste ultime decretono in funzione della taglia dell'impianto ed aumentano in funzione dell'integrazione architettonica.

Tariffe conto energia per l'anno 2009

IMPIANTI FOTOVOLTAICI				
	Potenza nominale dell'impianto P (kW)	1 Non integrato	2 Parzialmente Integrato	3 Integrato
A	1 P < 3	0,392	0,431	0,480
B	3 P 20	0,372	0,412	0,451
C	P 20	0,353	0,392	0,431

Tabella 1-10 Tariffe incentivanti

NB: Queste tariffe saranno soggette a delle variazioni nel tempo:

- L'energia prodotta dagli impianti FV ha diritto all'incentivazione per un periodo di 20 anni a decorrere dall'entrata in esercizio degli impianti.
- Il valore della tariffa è costante per tutto il periodo dell'incentivazione.
- Con successivi decreti (a partire dal 2009) MSE e MATT provvederanno ad aggiornare il quadro delle tariffe incentivanti per gli impianti che entreranno in esercizio dopo il 2010.

All'interno di questo meccanismo di incentivazione però è possibile ottenere dei "premi in tariffa" del 5% nei casi sotto citati:

- per impianti non integrati, ricadenti nelle righe B e C (maggiori di 3 kW), il cui SR acquisisce – per l'impianto fotovoltaico - il titolo di autoproduttore ai sensi del Dlgs n.79/1999;
- per impianti il cui Soggetto Responsabile è una scuola pubblica o paritaria o una struttura sanitaria pubblica;
- per impianti integrati in superfici esterne di involucri di edifici, fabbricati, strutture edilizie di destinazione agricola, in sostituzione di coperture in eternit o comunque contenenti amianto;
- per impianti il cui SR è un Comune con popolazione inferiore a 5.000 abitanti.

E' inoltre possibile ottenere dei premi legati all'uso efficiente dell'energia , in particolar modo se:

- 1) Il premio, per gli impianti fino a 20 kW operanti in regime di scambio sul posto¹¹, consiste in una maggiorazione della tariffa riconosciuta all'impianto, pari alla metà della percentuale di riduzione dell'indice di prestazione energetica conseguita nell'unità immobiliare alimentata dall'impianto (riduzione di almeno il 10%; premio massimo pari al 30%).

¹¹ Gli impianti entrati in esercizio a partire dal 1° gennaio 2008 possono accedere al servizio di scambio sul posto nel limite massimo di 200 kW

- 2) La realizzazione di nuovi interventi che conseguano una riduzione di almeno il 10% del fabbisogno energetico già ridotto rinnova il diritto al premio; resta valido il limite massimo complessivo del 30%.
- 3) Il premio compete nella misura del 30% della tariffa base nel caso di unità immobiliari o edifici completati successivamente all'entrata in vigore del decreto, qualora conseguano un indice di prestazione energetica dell'edificio inferiore di almeno il 50% rispetto ai valori riportati nell'allegato C del Dlgs 192/2005).

Per ottenere tali incentivi è sufficiente seguire 3 semplici passi:

- 1) Il Soggetto Responsabile (SR) trasmette al GSE la richiesta di ammissione al premio, insieme con una relazione tecnica sugli interventi effettuati e due attestati di certificazione energetica (ante e post intervento migliorativo) elaborati con la medesima metodologia di calcolo.
- 2) Fino all'entrata in vigore delle *Linee guida nazionali per la certificazione energetica degli edifici*, di cui al D.Lgs. 192/2005, gli attestati di certificazione energetica sono sostituiti dall'attestato di qualificazione energetica (v. Allegato A del DM 19.2.2007).
- 3) GSE verifica la completezza della documentazione tecnica ricevuta e comunica al SR il riconoscimento del premio, che decorre dall'anno solare successivo alla data di ricevimento della richiesta.

Per completezza va inoltre fatto presente che il conto energia regola anche la cumulabilità degli incentivi, in particolar modo viene stabilito che:

- 1) Restano valide le principali condizioni di non cumulabilità, stabilite nei precedenti DM:
 - contributi in conto capitale e/o interessi eccedenti il 20%.
 - certificati verdi e titoli di efficienza energetica.
- 2) Per le scuole pubbliche o paritarie e le strutture sanitarie pubbliche è possibile cumulare gli incentivi con contributi di natura regionale, locale o comunitaria, in conto capitale e/o interessi, di qualunque entità.
- 3) Le tariffe incentivanti non sono cumulabili con le detrazioni fiscali (art.9 comma 3).
- 4) Sono escluse dalle tariffe incentivanti gli impianti fotovoltaici realizzati per obblighi di legge (n° 192/2005 e n° 296/2006) che entreranno in esercizio dopo il 31.12.2010.

In conclusione si può dire che, considerando la tempistica peggiore nella quale si può rendere operativo un impianto fotovoltaico ai fini degli incentivi, un periodo pari a :

120 giorni + tempo di realizzazione dell'impianto.

La pratica comune però mostra che nella maggior parte dei casi questi tempi vengono di gran lunga accorciati.

1.4.1. Aspetti economici del conto energia

1.4.1.1. La misura e la gestione dell'energia elettrica prodotta

Scelta del regime di cessione dell'energia elettrica

In generale, relativamente alla "gestione" dell'energia elettrica prodotta l'utente può scegliere tra tre differenti regimi contrattuali:

- **Scambio sul posto (SSP):** conguaglio economico tra l'energia prodotta dall'impianto fotovoltaico e quella consumata dalla propria utenza (non può vendere l'energia prodotta in eccesso). È possibile solo per impianto di taglia inferiore ai 200 kW_p;
- **Ritiro Dedicato (RID):** l'energia prodotta in eccesso rispetto ai propri consumi, viene ritirata dal GSE e remunerata al prezzo medio di mercato; con la Delibera 280/07 dell'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas "Modalità e condizioni tecnico economiche per il ritiro dell'energia elettrica", il ritiro dedicato è operativo dal 1 gennaio 2008 e si tratta di una forma semplificata di vendita di elettricità alla rete ed è dunque abbinabile ai Certificati Verdi e al Conto energia (per quest'ultimo è obbligatoria oltre la potenza di 200 kW).

Tale facilitazione non è invece compatibile con la tariffa onnicomprensiva entrata in vigore con il decreto rinnovabili del 2009, né con la nuova normativa sullo scambio sul posto.

- **Vendita sul libero mercato (VEN):** l'energia viene venduta a grossisti operanti nel settore o direttamente sulla borsa italiana dell'energia elettrica.

La connessione alla rete elettrica e la misura dell'energia

Per quanto concerne la connessione degli impianti alla rete elettrica, il quadro normativo è stato aggiornato per accelerare e semplificare le procedure.

Indipendentemente dalla scelta del regime di cessione dell'energia, i gestori locali sono tenuti all'installazione degli apparecchi di misura necessari. Tipicamente è sempre presente un primo contatore (contatore 1) posizionato dal gestore GSE a valle dell'inverter, che conteggia tutta l'energia prodotta dall'impianto, e riconosce al produttore, per venti anni, a seconda della classe di appartenenza definita in base alla potenza, delle tariffe incentivanti che variano al variare della tipologia di impianto e della potenza.

Posizionamento degli apparecchi di misura (contatori)

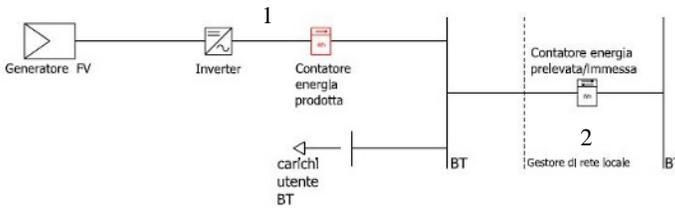


Figura 1-3 Schema posizionamento dei contatori

L'energia prodotta viene ceduta al gestore locale e poi conteggiata da un secondo contatore bidirezionale che rileva i chilowattora immessi e prelevati alla rete. Si può immaginare la rete nazionale come una batteria di capacità infinita dove il produttore immette l'energia prodotta e quando necessita la preleva.

Le fasi principali per la realizzazione di un impianto fotovoltaico sono, di norma, le seguenti:

1. chi intende realizzare un impianto si rivolge a un progettista o a una ditta installatrice specialistica per

l'elaborazione di un progetto preliminare e di un preventivo economico dell'impianto.

2. il soggetto responsabile deve informarsi presso l'ufficio comunale competente sull'iter autorizzativo da seguire e richiedere le autorizzazioni previste e il permesso di costruzione dell'impianto
3. il soggetto responsabile deve inoltrare al gestore di rete locale (Enel, A2A, Hera, ecc.) il progetto preliminare dell'impianto e richiedere al medesimo gestore la connessione dell'impianto alla rete.
4. il gestore di rete elettrica locale comunica al soggetto responsabile dell'impianto il punto di allaccio alla rete, unitamente al preventivo economico e ai tempi di realizzazione;
5. il soggetto responsabile deve accettare il preventivo e stipulare il contratto con il gestore di rete locale;
6. il soggetto responsabile, dopo avere realizzato l'impianto, inoltra al gestore di rete locale la comunicazione di conclusione dei lavori;
7. per gli impianti maggiori di 20 kW il soggetto responsabile deve presentare all'Ufficio Tecnico di Finanza (UTF) competente la denuncia dell'apertura dell'officina elettrica; non risulta invece necessario presentare all'UTF la denuncia dell'apertura dell'officina elettrica se l'impianto immette tutta l'energia prodotta nella rete (circolare 17/D del 28 maggio 2007 dell'Agenzia delle Dogane: disposizioni applicative del Dlgs 2 febbraio 2007, n. 26);
8. il gestore di rete locale provvede ad allacciare l'impianto alla rete elettrica.

1.5. Scambio sul posto

Lo scambio sul posto o SSP (Del. AEEG n. 74/08) è un servizio che viene erogato dal GSE su istanza degli interessati. Ad oggi, per gli impianti rivolti alla copertura dei propri consumi elettrici, risulta il regime di cessione ideale dato che consente all'utente la compensazione tra il valore associabile all'energia elettrica prodotta e immessa in rete e il valore associabile all'energia elettrica prelevata e consumata in un periodo differente da quello in cui avviene la produzione.

Inoltre lo Scambio Sul Posto(SSP) non comporta complicazioni riguardo la misura dell'energia elettrica e le tasse dovute all'autoconsumo.

Il nuovo regime di Scambio sul Posto, individua nel Gestore dei Servizi Elettrici - GSE S.p.A. – l'unico soggetto preposto all'erogazione di tale servizio. Il servizio erogato dal GSE dà titolo al richiedente di percepire annualmente un contributo in conto scambio espresso in Euro e non più in kWh, comportando quindi una compensazione tra il valore associabile all'energia elettrica prodotta e immessa in rete e il valore associabile all'energia elettrica prelevata e consumata in un periodo differente da quello in cui avviene la produzione.

Il GSE compensa su base trimestrale tramite un rimborso monetario i consumi medi in energia elettrica (kWh) del produttore. Su base annua avverrà un conguaglio che, se da diritto ad un rimborso ulteriore, questo non viene estinto dopo 3 anni se non usufruito, come avveniva per il vecchio scambio sul posto.

In generale, l'immissione di energia elettrica in rete di un impianto fotovoltaico sotto i 20 kWp di potenza, per effetto del servizio di scambio sul posto, non concretizza lo svolgimento di una attività commerciale abituale e il relativo contributo in conto scambio erogato dal GSE non assume rilevanza fiscale, a condizione che l'impianto risulti installato.

Con la Delibera 74/08 dell'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas ("Testo integrato delle modalità e delle condizioni tecnico-economiche per lo Scambio sul posto"), il meccanismo dello scambio sul posto è completamente cambiato rispetto alla modalità di valutazione dello 'scambio'. La nuova formula incentivante è aperta a tutte le fonti e agli impianti fino ai 200 kW che producono energia elettrica, purché entrati in funzione dopo il 31 dicembre 2007 (per gli impianti entrati in funzione precedentemente, resta la soglia dei 20 kW). È stata inoltre introdotta una assoluta novità assoluta in quanto è attuabile anche per gli impianti di cogenerazione ad alto rendimento¹².

1.6. Ritiro dedicato

Il regime di ritiro dedicato si configura come una modalità di cessione dell'energia alternativa alla stipula di contratti bilaterali o alla borsa elettrica per i seguenti tipi di impianti:

- Impianti da fonti rinnovabili programmabili di potenza inferiore a 10 MVA;

¹² Il GSE ha pubblicato due guide scaricabili da internet interamente dedicate al conto energia e alla determinazione della integrazione architettonica.

- Impianti da fonti rinnovabili non programmabili di qualsiasi potenza;
- Centrali ibride di potenza inferiore a 10 MVA per la parte attribuibile alle FR
- Impianti da fonti non rinnovabili di potenza inferiore a 10 MVA;
- Impianti da fonti rinnovabili programmabili di potenza non inferiore a 10 MVA purché nella titolarità di autoproduttori;
- Centrali ibride fino a 10 MVA per la produzione non imputabile alla FR.

Il testo di riferimento è la delibera 280/07 dell'AEEG, contenente le "Modalità e condizioni tecnico economiche per il ritiro dell'energia elettrica" e relativo Allegato A.

Il produttore che si avvale del ritiro dedicato deve richiedere il ritiro dell'intera quantità di energia immessa in rete (al netto dell'eventuale energia ceduta nell'ambito di convenzioni pluriennali Cip 6/92 o 108/97), instaurando un rapporto di ritiro dedicato dell'energia elettrica regolato da una convenzione sottoscritta dal produttore e dal GSE:

Il ritiro dedicato sostituisce ogni altro adempimento relativo alla cessione commerciale dell'energia elettrica immessa in rete e all'accesso ai servizi di dispacciamento e di trasporto ma non sostituisce gli adempimenti relativi alla connessione e alla conclusione del regolamento di esercizio dell'impianto, né la regolazione relativa a eventuali prelievi di energia elettrica effettuati dal produttore.

Ai fini della presentazione al GSE dell'istanza di ritiro dedicato i produttori devono registrarsi sul portale informatico appositamente predisposto dal GSE per la compilazione dello schema di istanza e della dichiarazione sostitutiva di atto notorio relativa alla tipologia e alle caratteristiche dell'impianto (schema definito dal GSE e positivamente verificato dalla AEEG). Attraverso il portale informatico devono compilare una istanza per ogni impianto di produzione di energia elettrica per il quale si richiede il ritiro dedicato e identificato dal codice rilasciato da Terna al gestore di rete di competenza. Successivamente dovranno inviare al GSE copia cartacea di ogni istanza e della corrispondente dichiarazione sostitutiva di atto notorio con allegata copia della licenza di attivazione officina elettrica, regolamento di esercizio relativo all'allacciamento alla rete elettrica (se previste e disponibile), disciplinare di concessione di derivazione delle acque, convenzione in essere per il ritiro dedicato stipulata con il gestore di rete a cui è connesso l'impianto e scheda dati anagrafici del produttore con l'indicazione delle coordinate bancarie per l'accredito degli importi spettanti.

Il GSE, dopo la valutazione, attiva il rapporto contrattuale. Per l'energia elettrica immessa in rete e oggetto della convenzione il GSE riconosce al produttore, per ciascuna ora, il prezzo di mercato riferito alla zona in cui è collocato l'impianto (articolo 6 delibera 280/07).

Per l'accesso al regime di ritiro dedicato il produttore riconosce al GSE un corrispettivo per il recupero dei costi amministrativi pari allo 0,5% del controvalore della remunerazione dell'energia ritirata, fino a un massimo di 3.500 euro all'anno per impianto. Per il servizio di aggregazione delle misure, nel caso di impianto di potenza attiva nominale superiore a 50 kW, il produttore riconosce al GSE il corrispettivo per il servizio di aggregazione delle misure. Per impianti con punto di immissione in bassa o media tensione il GSE riconosce al produttore il corrispettivo per il servizio di tra-

smissione di cui all'articolo 17, comma 1, lettera b) del Testo Integrato mentre il produttore riconosce al GSE il corrispettivo per il servizio di trasmissione di cui all'articolo 19 del Testo Integrato. Per ciascun periodo rilevante e per ciascun punto di dispacciamento comprendente impianti alimentati da fonti programmabili, la differenza tra il corrispettivo di sbilanciamento attribuito da Terna e la valorizzazione a prezzo di mercato dello sbilanciamento effettivo registrato nello stesso periodo e nello stesso punto viene utilizzata dal GSE, rapportata all'energia immessa in rete, per determinare il corrispettivo unitario di sbilanciamento medio mensile.

Il processo per la valorizzazione dell'energia elettrica immessa in rete e dei corrispettivi correlati si avvia nel mese successivo a quello di competenza del ritiro, dopo trasmissione dei dati sempre per via telematica.

Per gli impianti alimentati da fonti programmabili il processo per la valorizzazione dei corrispettivi di sbilanciamento si completa nel secondo mese successivo a quello di competenza del ritiro.

1.7. Tariffa omnicomprensiva

La tariffa omnicomprensiva, istituita con il Decreto Rinnovabili¹³, si tratta di una novità che istituisce un sistema simile al conto energia per le altre fonti rinnovabili, ed è attuabile per impianti di piccole dimensioni entrati in esercizio in data successiva al 31 dicembre 2007.

In sintesi si tratta di un incentivo monetario, differenziato per fonte, che viene concesso per un periodo di 15 anni - in alternativa ai Certificati Verdi - per remunerare l'energia elettrica netta immessa in rete.

Hanno diritto ad accedervi tutti gli impianti a fonti rinnovabili con potenza nominale media annua non inferiore a 1 kW e con potenza inferiore a 1 MW (0,2 MW nel caso dell'eolico).

Le tariffe erogate dal GSE, diversificate per tecnologia, vengono corrisposte per ogni kWh netto di energia elettrica immesso in rete, al netto degli autoconsumi. Le differenze tra le tariffe rispecchiano i costi delle diverse tecnologie, consentendo una buona redditività anche alle soluzioni impiantistiche meno diffuse e che comportano un maggiore investimento economico.

Non è previsto un corrispettivo per l'energia ceduta alla rete in quanto il valore economico della tariffa incorpora quota incentivante e un corrispettivo per la vendita dell'energia.

Come nel caso dei moltiplicatori per i Certificati Verdi, le tariffe possono essere aggiornate ogni 3 anni, con decreto del Ministero dello Sviluppo Economico.

La tariffa non è compatibile, e dunque cumulabile, con altre forme di contributo o incentivazione pubblica locale, regionale, nazionale o europea.

È considerata un'unica eccezione al divieto di cumulabilità, che riguarda le aziende agricole, zootecniche e agro-forestali che fanno utilizzo di biogas, biomasse e oli vegetali ricadenti nel punto 6 della tabella, similamente a quanto visto per i Certificati Verdi.

¹³ Dm 18 dicembre 2008 del Ministero per lo Sviluppo Economico

In considerazione di quanto detto in precedenza, non essendo possibile l'autoconsumo, non è compatibile con il meccanismo dello scambio sul posto, anche se è consentito il contrario, quindi il passaggio dal sistema dello scambio sul posto al sistema della tariffa onnicomprensiva.

Una volta esaurito il periodo di incentivazione, l'impianto potrà continuare a immettere in rete l'energia prodotta e non consumata usufruendo del meccanismo del ritiro dedicato.

	FONTE	TARIFFA (€ cent / kWh)
1	Eolica per impianti di taglia inferiore a 200 kW	30
3	Geotermica	20
4	Moto ondoso e maremotrice	34
5	Idraulica diversa da quella del punto precedente	22
6	Biogas e biomasse, esclusi i biocombustibili liquidi ad eccezione degli oli vegetali puri tracciabili attraverso il sistema integrato di gestione e di controllo previsto dal regolamento (CE) n. 73/2009 del Consiglio, del 19 gennaio 2009**	28
8	Gas di discarica, gas residuati dai processi di depurazione e biocombustibili liquidi ad eccezione degli oli vegetali puri tracciabili attraverso il sistema integrato di gestione e di controllo previsto dal regolamento (CE) n. 73/2009 del Consiglio, del 19 gennaio 2009**	18

Tabella 1-11 Tariffa onnicomprensiva differenziata per fonti

1.8. Incentivi al solare termodinamico

Con il DM Sviluppo Economico dell'11 Aprile 2008, è stato attivato un meccanismo di incentivazione per la tecnologia del solare termodinamico, in forma simile al conto energia, che incentiva la produzione di energia elettrica anche da impianti ibridi, solare termodinamico-fonti tradizionali, ma solo per la parte di energia effettivamente prodotta sfruttando la fonte solare.

Possono accedervi gli impianti di nuova costruzione ed entrati in esercizio dopo la delibera attuativa AEEG 95/08, che presentino le seguenti caratteristiche:

- Devono essere dotati di un sistema di accumulo termico con capacità nominale non inferiore a 1,5 kWh termici per ogni metro quadrato di superficie captante.
- Non devono essere utilizzati come fluido termovettore o come mezzo di accumulo sostanze e preparati classificati come molto tossici, tossici e nocivi, tranne se la centrale sia ubicata in un'area industriale.
- La superficie captante dell'impianto solare termodinamico deve essere superiore a 2500 m².

- Gli impianti devono essere collegati alla rete elettrica (o a piccole reti isolate) e ogni singolo impianto deve essere caratterizzato da un unico punto di connessione.

Il sistema di incentivazione funziona esattamente come il Conto Energia, secondo le tariffe riportate nella Tabella 1-12:

Tipologia di impianto	(€/kWh)
Impianto in cui la frazione solare sia superiore all'85%	0,28 + vendita energia
Impianto in cui la frazione solare sia compresa tra il 50% e l'85%	0,25 + vendita energia
Impianto in cui la frazione solare sia inferiore al 50%	0,22 + vendita energia

Tabella 1-12 Tariffe incentivanti per il solare termodinamico

Gli incentivi sono riconosciuti per 25 anni per l'energia elettrica prodotta dall'impianto, esclusivamente per la parte solare, misurata da un gruppo di misura posizionato a valle dei gruppi generatori interessati. Per gli impianti che entreranno in funzione dopo il 31 dicembre 2012, la tariffa verrà decurtata del 2% annuo.

È inoltre prevista la cumulabilità dell'incentivo con aiuti pubblici di natura nazionale, regionale, locale o comunitaria in conto capitale non eccedenti il 10% del costo di investimento o in conto interessi con capitalizzazione anticipata non eccedenti il 25% del costo dell'investimento.

Nel caso di superamento delle suddette soglie, come definito nella delibera 95/08 AEEG, gli incentivi sono ridotti applicando un coefficiente moltiplicativo come riportato nella Tabella 1-13:

Incentivi per impianti oltre soglia	(€/kWh)
Incentivi in conto capitale eccedenti il 10%	$(70-x)/60$
Incentivi in conto interessi con capitalizzazione anticipata eccedenti il 25%	$(70-x)/45$

Tabella 1-13 Incentivi per impianti oltre soglia

1.9. Decreto anticrisi 78/2009

Gli aspetti legati all'energia contenuti nel decreto 78/2009, divenuto decreto legge e pubblicato dopo modifiche il 3 ottobre 2009 sono contenuti nei seguenti articoli:

Art. 3 Riduzione del costo dell'energia per imprese e famiglie

Il MinSviluppo viene incaricato di individuare delle misure vincolanti a carico dei grandi distributori di gas naturale (ciascun soggetto che nell'anno termico 2007-2008 ha immesso nella rete nazionale, una quota superiore al 40% del gas naturale complessivamente destinato al mercato nazionale) che consistono nell'offrire in

vendita al punto di scambio virtuale un volume di gas pari a 5 miliardi di standard metri cubi, alle condizioni stabilite dall'Aeeg (Autorità per l'energia elettrica e il gas) e al prezzo che il MinSviluppo stabilirà.

Art. 4 Interventi urgenti per le reti dell'energia

Il Consiglio dei Ministri, su proposta del Ministro dello sviluppo economico di concerto con il Ministro delle infrastrutture e dei trasporti, sentito il Ministro per la semplificazione normativa e d'intesa con le Regioni e le Province autonome interessate, individua gli interventi relativi alla produzione, alla trasmissione e alla distribuzione dell'energia alla trasmissione e alla distribuzione dell'energia, nonché, d'intesa con le Regioni e le Province autonome interessate, gli interventi relativi alla produzione dell'energia, da realizzare con capitale prevalentemente o interamente privato, per i quali ricorrono particolari ragioni di urgenza in riferimento allo sviluppo socio-economico e che devono essere effettuati con mezzi e poteri straordinari.

1. Il Consiglio dei Ministri, su proposta del Ministro dello sviluppo economico, di concerto con il Ministro delle infrastrutture e dei trasporti, con il Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare e con il Ministro per la semplificazione normativa, individua gli interventi, relativi alla trasmissione ed alla distribuzione dell'energia, nonché, d'intesa con le Regioni e le Province autonome interessate, gli interventi relativi alla produzione dell'energia, da realizzare con capitale prevalentemente o interamente privato, per i quali ricorrono particolari ragioni di urgenza in riferimento allo sviluppo socio-economico e che devono essere effettuati con mezzi e poteri straordinari.

2. Per la realizzazione degli interventi di cui al comma 1 sono nominati uno o più Commissari della Presidenza del Consiglio dei Ministri straordinari del Governo, ai sensi dell'articolo 11 della legge 23 agosto 1988, n. 400; la relativa deliberazione del Consiglio dei Ministri è adottata con le stesse modalità di cui al comma 1 del presente articolo.

3. Ciascun Commissario, sentiti gli enti locali interessati, emana gli atti e i provvedimenti, nonché cura tutte le attività, di competenza delle amministrazioni pubbliche, occorrenti all'autorizzazione e all'effettiva realizzazione degli interventi, nel rispetto delle disposizioni comunitarie, avvalendosi ove necessario dei poteri di sostituzione e di deroga di cui all'articolo 20, comma 4, del decreto-legge 29 novembre 2008, n. 185, convertito dalla legge 28 gennaio 2009, n. 2.

3. Ciascun Commissario, sentiti gli enti locali interessati, emana gli atti, e i provvedimenti, nonché cura tutte le attività, di competenza delle amministrazioni pubbliche che non abbiano rispettato i termini previsti dalla legge o quelli più brevi, comunque non inferiori alla metà, eventualmente fissati in deroga dallo stesso Commissario, occorrenti all'autorizzazione e all'effettiva realizzazione degli interventi, nel rispetto delle disposizioni comunitarie, avvalendosi ove necessario dei poteri di sostituzione e di deroga di cui all'articolo 20, comma 4, del decreto-legge 29 novembre 2008, n. 185, convertito, con modificazioni, dalla legge 28 gennaio 2009, n. 2.

4. Con i provvedimenti di cui al comma 1 sono altresì individuati le strutture di cui si avvale il Commissario straordinario, senza che ciò comporti ulteriori oneri nuovi o maggiori oneri a carico del bilancio dello Stato, nonché i poteri di controllo e di vigilanza del Ministro per la semplificazione normativa e degli altri Ministri competenti.

Art. 26, comma 4 Proroga Autorizzazione paesaggistica

Tramite modifica all'articolo 159 del "Codice del Paesaggio" (Dlgs 42/2004), slitta al 31 dicembre 2009 il termine ultimo di validità del regime transitorio stabilito dall'articolo 159 del cd. "Codice del paesaggio" (Dlgs 42/2004), in materia di procedura per l'autorizzazione paesaggistica.

Le Regioni hanno così altri 6 mesi di tempo a disposizione, per verificare la sussistenza nei soggetti delegati (Province, forme associative e di cooperazione fra enti locali, Comuni) dei requisiti organizzativi e tecnici, richiesti dal Codice; fino al 31 dicembre 2009, il mancato accertamento non avrà ripercussioni sulle deleghe.

1.10. **Le agevolazioni per la riqualificazione energetica degli edifici**

In Italia è prevista una serie di agevolazioni finanziarie per tutti i cittadini che operano interventi di riqualificazione ed efficientamento energetico presso gli edifici esistenti di propria pertinenza.

Il riferimento normativo iniziale per tali agevolazione è la legge Finanziaria 2007 (Legge 27 dicembre 2006 n. 296 – "Disposizioni per la formazione del bilancio annuale e pluriennale dello Stato") le cui disposizioni sono attuate dal DM 19 febbraio 2007 "Decreto Edifici" e successive modificazioni.¹⁴

La legge Finanziaria 2008 (Legge 24 dicembre 2007 n. 244 - "Disposizioni per la formazione del bilancio annuale e pluriennale dello Stato") ha prorogato gli incentivi dalla Finanziaria 2007 fino a tutto il 2010; modificandoli in parte ed introducendone di nuovi

La detrazione dall'imposta sul reddito spetta alle persone fisiche, agli enti e ai soggetti di cui all'articolo 5 del Testo unico delle imposte sui redditi, non titolari di reddito d'impresa e ai soggetti titolari di reddito d'impresa che sostengono le spese per la esecuzione degli interventi previsti dai commi 345 a 347 della Finanziaria 2007¹⁵ per gli **edifici esistenti**¹⁶, su parti di edifici esistenti o su unità immobiliari esistenti di qualsiasi categoria catastale, anche rurali, posseduti o detenuti.

edifici esistenti e parti di edifici esistenti. In particolare:

- unità immobiliari esistenti di qualsiasi categoria catastale, anche rurali (gruppi A, B, C, D, E)
- parti comuni condominiali (ai sensi dell'art. 1117 C.C.)

Nel caso in cui gli interventi siano eseguiti mediante contratti di locazione finanziaria, la detrazione compete all'utilizzatore ed è determinata in base al costo sostenuto dalla società concedente.

¹⁴ Decreto del MEF 19 febbraio 2007 come modificato dal decreto 26 ottobre 2007 e coordinato con il decreto 7 aprile 2008 e con il decreto 6 agosto 2009 - Disposizioni in materia di detrazioni per le spese di riqualificazione energetica del patrimonio edilizio esistente, ai sensi dell'art. 1, comma 349 della legge 27 dicembre 2006, n. 296.

¹⁵ La legge 27 dicembre 2006 n. 296 "Disposizioni per la formazione del bilancio annuale e pluriennale dello Stato", pubblicata sul Supplemento Ordinario della Gazzetta Ufficiale n. 299 del 27/12/06

¹⁶ Si intende esistente l'edificio nel quale sia stato eseguito il rustico, comprensivo delle mura perimetrali delle singole unità e sia stata completata la copertura – ai sensi dell'art. 2645-bis C.C., comma 6.

I commi della Finanziaria riguardanti le agevolazioni sono tre:

Comma 345 - Interventi sull'involucro di edifici esistenti

Per interventi su edifici esistenti, su loro parti o su unità immobiliari esistenti, riguardanti strutture opache verticali, finestre comprensive di infissi, a condizione che siano rispettati specifici requisiti di trasmittanza termica si applica una detrazione del 55% della spesa

- Detrazione massima = € 60.000,00
- Spesa massima agevolabile = € 109.091,00

Comma 346 - Installazione di pannelli solari

Per interventi di installazione di pannelli solari per la produzione di acqua calda per usi domestici o industriali e per il fabbisogno di acqua calda in piscine, strutture sportive, case di ricovero e cura, istituti scolastici e università si applica una detrazione del 55% della spesa

- Detrazione massima = € 60.000,00
- Spesa massima agevolabile = € 109.091,00

Comma 347 - Sostituzione di impianti di climatizzazione invernale

Per interventi di sostituzione, integrale o parziale, di impianti di climatizzazione invernale con impianti dotati di caldaie a condensazione e contestuale messa a punto del sistema di distribuzione (compresa la trasformazione da impianti individuali autonomi a impianto invernale centralizzato, ma non viceversa) si applica una detrazione del 55% della spesa

- Detrazione massima = € 30.000,00
- Spesa massima agevolabile = € 54.545,00

Sono detraibili anche le spese per le prestazioni professionali (compresa la redazione dell'attestato di certificazione energetica, ovvero di qualificazione energetica) sia i costi per i lavori edili connessi con l'intervento di risparmio energetico¹⁷:

Si può attuare una detrazione dall'IRPEF dall'IRES pari al 55% delle spese agevolabili entro i limiti massimi previsti per ogni tipologia. Esempio (ripartizione degli incentivi in 5 rate costanti¹⁸):

- Spesa sostenuta e agevolabile = € 45.000,00
- Detrazione totale spettante = € 24.750,00
- € 24.750 : 5 = € 4.950 per 5 annualità
- se IRPEF lorda per ciascuna annualità = 10.000 — 4.950 = 5.050 € a debito
- se IRPEF lorda per ciascuna annualità = 3.000 — 4.950 = Zero (no credito)

¹⁷ Le prestazioni devono essere fornite da un tecnico abilitato ovvero un soggetto abilitato alla progettazione di edifici ed impianti, iscritto agli ordini professionali degli ingegneri o degli architetti, o ai collegi dei geometri o periti industriali

¹⁸ Come previsto dal decreto-legge 29 novembre 2008, n. 185 coordinato con la legge di conversione 28 gennaio 2009, n. 2 recante: «Misure urgenti per il sostegno a famiglie, lavoro, occupazione e impresa e per ridisegnare in funzione anti-crisi il quadro strategico nazionale».

Cumulabilità con altre agevolazioni

La detrazione non è cumulabile con altre agevolazioni fiscali previste da altre disposizioni di legge nazionali per i medesimi interventi (ad es. il 36%)

- è cumulabile con agevolazioni non fiscali
- è cumulabile con agevolazioni di ogni genere previste da normative locali (regioni, ecc.)
- è compatibile con la richiesta di titoli di efficienza energetica (decreti del 20/7/2004)

La Finanziaria 2008 ha prorogato per il triennio 2008-2010 l'applicazione dell'Iva ridotta al 10 per cento per le prestazioni di servizi relativi a interventi di manutenzione, ordinaria e straordinaria, realizzati su immobili residenziali. Per usufruire dell'agevolazione non occorre più indicare in fattura il costo della manodopera utilizzata, così come invece era richiesto per gli interventi effettuati nel periodo d'imposta 2007.

Infine, Per fruire dell'agevolazione fiscale sulle spese energetiche, a pena di decadenza dal beneficio è necessario acquisire, salvo casi particolari più agevolati, i seguenti documenti:

- l'asseverazione che consente di dimostrare che l'intervento realizzato è conforme ai requisiti tecnici richiesti. In caso di esecuzione di più interventi sul medesimo edificio l'asseverazione può avere carattere unitario e fornire in modo complessivo i dati e le informazioni richieste. Questo documento, se riguarda gli interventi di sostituzione di finestre e infissi, caldaie a condensazione con potenza inferiore a 100 kW o, per le spese effettuate dal 1° gennaio 2008 la sostituzione di finestre in singole unità immobiliari e l'installazione di pannelli solari, può essere sostituito da una certificazione dei produttori;
- l'attestato di certificazione (o qualificazione) energetica che comprende i dati relativi all'efficienza energetica propri dell'edificio. Per gli interventi realizzati a partire dal periodo d'imposta in corso al 31 dicembre 2008, l'attestato di certificazione energetica degli edifici, ove richiesto, è prodotto, successivamente alla esecuzione degli interventi, utilizzando le procedure e metodologie di cui all'articolo 6, del decreto legislativo 19 agosto 2005, n. 192, ovvero approvate dalle Regioni e dalle Province autonome di Trento e Bolzano, ovvero le procedure stabilite dai Comuni con proprio regolamento antecedente alla data dell'8 ottobre 2005. Il certificato deve essere predisposto in conformità allo schema riportato nell'allegato A del decreto attuativo ed asseverato da un tecnico abilitato. Gli indici di prestazione energetica, oggetto della documentazione indicata, possono essere calcolati, nei casi previsti dal decreto, con la metodologia semplificata;
- la scheda informativa relativa agli interventi realizzati, redatta secondo lo schema riportato nell'allegato E del decreto attuativo o allegato F, se l'intervento riguarda la sostituzione di finestre comprensive di infissi in singole unità immobiliari o l'installazione di pannelli solari. La scheda deve contenere: i dati identificativi del soggetto che ha sostenuto le spese, dell'edificio su cui i lavori sono stati eseguiti, la tipologia di intervento eseguito ed il risparmio di energia che ne è conseguito, nonché il relativo costo, specificando l'importo per le spese

professionali, e quello utilizzato per il calcolo della detrazione. L'asseverazione, l'attestato di certificazione/qualificazione energetica e la scheda informativa devono essere rilasciati da tecnici abilitati alla progettazione di edifici ed impianti nel- l'ambito delle competenze ad essi attribuite dalla legislazione vigente, iscritti ai rispettivi ordini e collegi professionali: ingegneri, architetti, geometri, periti industriali, dottori agro- nomi, dottori forestali e i periti agrari.

Tutti i documenti sopraindicati possono essere redatti anche da un unico tecnico abilitato. Per gli interventi che si concluderanno nel triennio 2008-2010 (compresi quelli iniziati nel 2007), occorre trasmettere all'Enea, entro novanta giorni dalla fine dei lavori:

- copia dell' attestato di certificazione o di qualificazione energetica;
- la scheda informativa, relativa agli interventi realizzati.

La trasmissione deve avvenire in via telematica, attraverso il sito www.acs.enea.it. ottenendo ricevuta informatica. Si può inviare la documentazione a mezzo raccomandata con ricevuta semplice, sempre entro il termine di novanta giorni dal termine dei lavori, solo ed esclusivamente quando la complessità dei lavori eseguiti non trova adeguata descrizione negli schemi resi disponibili dall'ENEA¹⁹.

Nel caso di interventi di riqualificazione energetica che proseguono oltre il periodo d'imposta, l'Agenzia delle Entrate ha predisposto un modulo di comunicazione per via telematica delle spese sostenute nell'anno fiscale di riferimento²⁰.

¹⁹ <http://efficienzaenergetica.acs.enea.it/index.html>

²⁰ <http://www.agenziaentrate.gov.it/ilwvcm/connect/Nsi/Strumenti/Modulistica/Comunicazioni+e+domande/Riqualificazione+energetica/>

PARTE 2:

Legislazione Ambientale ed Iter Autorizzativo per le Rinnovabili

2.1. Raccolta di normative sulle rinnovabili

2.1.1. Direttive europee

- ***Direttiva Parlamento europeo e Consiglio Ue 2009/72/Ce: “Norme comuni per il mercato interno dell’energia elettrica - Abrogazione della direttiva 2003/54/Ce”***

La direttiva, approvata e in attesa di essere recepita dalla legislazione nazionale entro il 3 marzo 2011, detta le regole atte a garantire un'effettiva separazione tra le attività di gestione della rete e produzione/erogazione dell'energia elettrica al fine di assicurare un'ulteriore liberalizzazione del mercato interno.

In sintesi la Direttiva intende rafforzare i poteri e l'indipendenza dei regolatori nazionali dell'energia, incrementare la collaborazione fra i gestori delle reti di trasmissione di elettricità, in modo da favorire, altresì, un maggior coordinamento dei loro investimenti, e favorire la solidarietà fra gli Stati membri in situazioni di crisi energetica, dettando inoltre le disposizioni sulle procedure di autorizzazione per nuove capacità installate e sulle regole a cui devono sottostare le gare di appalto di tali nuove realizzazioni.

Ma soprattutto detta l'obbligo del cosiddetto “unbundling”, la separazione dei sistemi di trasmissione e dei gestori dei sistemi di trasmissione.

La direttiva dà ai Paesi Membri la possibilità di scegliere tra differenti opzioni:

1. La “separazione proprietaria” con la designazione del proprietario della rete come gestore del sistema e la sua indipendenza da qualsiasi interesse nelle imprese di fornitura e di generazione.
2. La definizione di un “gestore indipendente dei sistemi di trasmissione”, prevedendo che la rete di trasmissione sia gestita e messa a punto da un terzo, in completa indipendenza dall'impresa ad integrazione verticale.

3. La definizione di un “gestore indipendente dei sistemi di trasmissione” in cui la rete di trasmissione è gestita e messa a punto da un terzo, in completa indipendenza dall’impresa ad integrazione verticale.

- ***Direttiva Parlamento europeo e Consiglio Ue 2009/28/Ce: “Promozione dell’uso dell’energia da fonti rinnovabili” e abrogazione della Direttiva 77/2001***

La Direttiva 2009/28/CE stabilisce un quadro comune per la promozione dell’energia da fonti rinnovabili, identificando, in particolare, gli obiettivi nazionali obbligatori per la quota complessiva di energia da fonti rinnovabili sul consumo finale lordo di energia e per la quota di energia da fonti rinnovabili nei trasporti.

A questo riguardo definisce inoltre i criteri di sostenibilità per i biocarburanti ed i bioliquidi.

Questi obiettivi nazionali devono essere previsti all’interno di un piano di azione nazionale per le energie rinnovabili, che ciascuno Stato membro è tenuto ad adottare seguendo il modello che verrà predisposto dalla Commissione.

Ogni Stato membro deve assicurare che la propria quota di energia da fonti rinnovabili sul consumo finale lordo di energia nel 2020, calcolata conformemente ai criteri dettati dalla direttiva stessa, sia almeno pari al proprio obiettivo nazionale generale per la quota di energia da fonti rinnovabili per quell’anno; a loro volta, questi obiettivi nazionali generali obbligatori devono essere stabiliti in coerenza con l’obiettivo di una quota pari almeno al 20 % di energia da fonti rinnovabili nel consumo finale lordo di energia della Comunità nel 2020.

Inoltre, ogni Stato membro deve assicurare che la propria quota di energia da fonti rinnovabili in tutte le forme di trasporto nel 2020 sia almeno pari al 10 % del consumo finale di energia nel settore dei trasporti nello Stato membro. La Direttiva prevede, poi, la possibilità per gli Stati membri di concludere accordi per il trasferimento statistico da uno Stato membro all’altro di una determinata quantità di energia da fonti rinnovabili e di cooperare tra loro, o anche con paesi terzi, per la produzione di energia da fonti rinnovabili. Infine, vi sono alcune norme sulla “garanzie di origine” (il documento elettronico che serve esclusivamente a provare ad un cliente finale che una determinata quota o un determinato quantitativo di energia sono stati prodotti da fonti rinnovabili), le procedure amministrative, l’informazione, la formazione e l’accesso alla rete elettrica per l’energia da fonti rinnovabili. Per l’Italia è stabilito un obbligo del 17% al 2020. Il termine per la conversione è il 5 dicembre 2010.

- ***Decisione Commissione Ce 2008/952/Ce: “Linee guida dettagliate per l’applicazione e l’utilizzo dell’allegato II della direttiva 2004/8/Ce sulla promozione della cogenerazione”***

La decisione approva le linee guida dettagliate che chiariscono le procedure e le definizioni necessarie per l’applicazione della metodologia per determinare la quantità di elettricità prodotta in impianti a cogenerazione, come previsto dalla dir 2004/8/CE.

2.1.2. Normative italiane

La legislazione nazionale nel campo delle fonti rinnovabili consiste principalmente nel recepimento delle direttive Europee di settore e prevede la costruzione di un sistema di incentivazione che permetta di raggiungere gli obiettivi comunitari determinati dal Libro verde "Una strategia europea per un'energia sostenibile, competitiva e sicura" (COM(2006) 105 def).

Il primo provvedimento legislativo di un certo rilievo è il dlgs 387/2203 che rappresenta il primo strumento completo che detta le regole per il mercato delle energie rinnovabili.

- ***D. Lgs. 387/2003 "Attuazione della direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità"***

Il decreto legislativo 387/2003 ha apportato cambiamenti sostanziali alla legislazione in materia energetica. In particolare la legge ha apportato delle misure addizionali, finalizzate a perfezionare il funzionamento del meccanismo vigente in Italia per l'incentivazione delle fonti rinnovabili per la produzione di elettricità, renderlo più adeguato rispetto agli obiettivi da conseguire, tener conto delle esigenze specifiche delle diverse fonti e tecnologie.

Richiamiamo qui di seguito le più importanti novità introdotte per l'incentivazione delle rinnovabili.

- Incremento della quota minima:

L'articolo 4 del D. Lgs. 387/03 stabilisce le regole della quota minima di elettricità prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili deve essere immessa nel sistema elettrico nazionale, strumento fondamentale per il funzionamento dei certificati verdi (cfr. paragrafo 1.2).

- Misure specifiche riguardanti alcune tipologie di fonti rinnovabili e di impianti:
- L'articolo 6, invece è intervenuto alla definizione della disciplina delle condizioni tecnico-economiche del servizio di scambio sul posto dell'energia elettrica prodotta, per gli impianti inizialmente di potenza inferiore a 20 kW (norma rivista dalla legge finanziaria che innalza la soglia a 200 kW) potenza inferiore a , che hanno difficoltà di accesso allo strumento dei certificati verdi, l'articolo 6 ha stabilito l'emanazione. Per le specifiche sul meccanismo e le successive modificazioni si rimanda al paragrafo 1.5 del presente lavoro.
- L'art 7 ha fornito il supporto normativo alla definizione del programma di incentivazione per l'energia fotovoltaica da cui è nato il "Conto energia" (vedi paragrafo 1.4).
- Per quanto riguarda le questioni amministrative, vale la pena richiamare i punti salienti dell'articolo 12 del D. Lgs. 387/03 che stabilisce come la costruzione e l'esercizio degli impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili, gli interventi di modifica, potenziamento, rifacimento totale o parziale e riattivazione, nonché le opere connesse e le infrastrutture indispensabili alla costruzione e all'esercizio degli impianti stessi, siano soggetti ad una autorizzazione unica, rilasciata dalla regione o altro soggetto istituzionale dele-

gato dalla regione, nel rispetto delle normative vigenti in materia di tutela dell'ambiente, di tutela del paesaggio e del patrimonio storico-artistico (cfr paragrafo 2.1.3 e 2.3.1).

L'articolo 12 prevedeva la redazione di apposite linee guida, da parte del Ministero delle Attività Produttive, di concerto con il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Ministero per i Beni e le Attività Culturali, per lo svolgimento del procedimento unico: tali linee guida devono essere volte, in particolare, ad assicurare un corretto inserimento degli impianti, con specifico riguardo agli impianti eolici, nel paesaggio. In conformità alle linee guida, le regioni possono procedere alla indicazione di aree e siti non idonei alla installazione di specifiche tipologie di impianti (cfr paragrafo 2.1.3). La bozza delle linee guida è attualmente in consultazione alle Associazioni interessate.

- ***DM Conto Energia (19 febbraio 2007): "Incentivazione energia fotovoltaica"***

Il Decreto Ministeriale 19 febbraio 2007, che ha modificato il dm 28 luglio 2005, sancisce le regole del Conto Energia attualmente in vigore (cfr paragrafo 1.4).

- ***Delibera 280/07 dell'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas: "Modalità e condizioni tecnico economiche per il ritiro dell'energia elettrica"***

Il ritiro dedicato è operativo dal 1 gennaio 2008 e si tratta di una forma semplificata di vendita di elettricità alla rete ed è dunque abbinabile ai Certificati Verdi e al Conto energia (per quest'ultimo è obbligatoria oltre la potenza di 200 kW).

Tale facilitazione non è invece compatibile con la tariffa onnicomprensiva entrata in vigore con il decreto rinnovabili del 2009, né con la nuova normativa sullo scambio sul posto.

- ***Dm Sviluppo economico 11 aprile 2008: "Criteri e modalità per incentivare la produzione di energia elettrica da fonte solare mediante cicli termodinamici"***

Il DM Sviluppo Economico dell'11 Aprile 2008, ha attivato un programma di incentivazione a per la tecnologia del solare termodinamico, attraverso un meccanismo simile al "Conto Energia" per il fotovoltaico (cfr paragrafo 1.8)

- ***Delibera 74/08 dell'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas: "Testo integrato delle modalità e delle condizioni tecnico-economiche per lo Scambio sul posto"***

Il meccanismo dello scambio sul posto è completamente cambiato rispetto alla modalità di valutazione dello 'scambio'. La nuova formula incentivante è aperta a tutte le fonti e agli impianti fino ai 200 kW che producono energia elettrica, purché entrati in funzione dopo il 31 dicembre 2007 (per gli impianti entrati in funzione precedentemente, resta la soglia dei 20 kW).

È stata inoltre introdotta una novità assoluta in quanto è attuabile anche per gli impianti di cogenerazione ad alto rendimento.

- ***Dm 18 dicembre 2008 del Ministero per lo Sviluppo Economico: "Decreto Rinnovabili"***

Il decreto rinnovabili ha sostanzialmente modificato il sistema nazionale di incentivazione delle fonti rinnovabili, introducendo un nuovo sistema di finanziamento di impianti di piccola taglia e una profonda revisione del meccanismo dei certificati verdi (cfr. paragrafi 1.2 e 1.7)

Oltre alle nuove disposizioni sul sistema di incentivazione nazionale alle fonti rinnovabili il decreto prevede l'applicazione a tutti i certificati circolanti delle disposizioni sul prezzo di ritiro da parte del GSE, il cui calcolo viene vincolato ad un valore di riferimento stabilito per legge, nonché l'obbligo del GSE al ritiro dei certificati "in esubero rispetto agli obblighi".

- ***Legge 99/2009: "Disposizioni per lo sviluppo e l'internazionalizzazione delle imprese, nonché in materia di energia"***

Le novità derivanti dall'applicazione della Legge 99/2009, riguardano vari aspetti.

Impianti alimentati da fonti rinnovabili

La legge intende dare delle regole più efficaci al settore:

- è data delega al Ministero dello Sviluppo Economico (fino al 15 agosto 2010) per la definizione delle norme, dei criteri e delle procedure standardizzate per le amministrazioni responsabili, per l'individuazione delle risorse rinnovabili disponibili e per l'autorizzazione degli impianti relativi, ad esclusione degli impianti idroelettrici e geotermici con potenza superiore a 10 MW.
- la modifica del Dlgs 152/2006 (cd. "Codice ambientale"), comporta l'esclusione alla verifica di assoggettabilità regionale per i seguenti impianti:
 - o impianti industriali non termici per la produzione di energia, vapore ed acqua, di potenza non superiore a 1MW;
 - o impianti industriali eolici, quando di potenza non superiore a 1MW.

Autorizzazione unica per gli impianti alimentati a fonti rinnovabili (articolo 12, Dlgs 387/2003)

La legge elimina il potere decisionale delle Giunte regionali, nel caso di mancato accordo in sede di Conferenza dei servizi. (come previsto dalla Finanziaria 2008), e stabilisce l'obbligo per il proponente di impianti fotovoltaici e a biomassa, di dimostrare, prima del rilascio dell'autorizzazione, la propria disponibilità del suolo oggetto dell'intervento.

Impianti a fonti rinnovabili, inferiori a 20 kWe, novità in materia di "scambio sul posto"

La normativa modifica l'articolo 6 del Dlgs 387/2003:

- valutazione economica dell'energia immessa e prelevata in sostituzione del sistema basato sulle scambio fisico dell'energia;
- possibilità per i Comuni (fino a 20mila abitanti) di usufruire del servizio di "scambio sul posto", per gli impianti fino a 200 kW, senza tener conto dell'obbligo di coincidenza tra punto di immissione e punto di prelievo dell'energia scambiata con la rete;

- agevolazione per il Ministero della Difesa per cui, ai fini del godimento della valorizzazione degli immobili penitenziari e militari, il Dicastero potrà godere dello "scambio sul posto", senza obbligo di coincidenza, anche per gli impianti superiori a 200 kW.

-

Biomasse, biocombustibili e rifiuti biodegradabili

Biomasse: tramite modifica dell'allegato X alla Parte V del Dlgs 152/2006 (Inquinamento atmosferico), cambiano le "Caratteristiche delle biomasse combustibili e relative condizioni di utilizzo": accanto al materiale vegetale prodotto dalla "lavorazione esclusivamente meccanica" - di legno vergine, e costituito da cortecce, segatura, trucioli, (...), non contaminati da inquinanti - fa il suo ingresso anche il "trattamento con aria, vapore o acqua, anche surriscaldata".

Biocombustibili: con la modifica al Dlgs 128/2005 cambia la percentuale soglia, ai fini dell'immissione in consumo delle miscele combustibili diesel- biodiesel presso tutti gli utenti, o solo presso utenti extrarete (dal 5% al 7%), conseguentemente cambia di conseguenza anche il Dm 156/2008, relativo all'accisa agevolata sul biodiesel.

Rifiuti biodegradabili: il valore di riferimento relativo ai certificati verdi, passa da "1,10" a "1,30".

Biomasse e biogas: è modificata la tariffa onnicomprensiva per gli impianti di potenza inferiore a 1MW, in quanto vengono modificate le categorie di impianti e il valore della tariffa. Si rimanda al paragrafo 1.7 per l'approfondimento.

Vengono introdotte inoltre altre novità in materia di biomasse, apportate tramite ulteriori modifiche alla Finanziaria 2008:

- il Ministero dello Sviluppo Economico dovrà stabilire le modalità con le quali gli operatori della filiera di sono tenuti a garantire la provenienza e la tracciabilità della filiera, anche ai fini dell'applicazione dei coefficienti e delle tariffe in relazione agli impianti superiori a 1MW.
- impianti di proprietà di aziende agricole o gestiti in connessione con le stesse, alimentati da biogas e biomasse, esclusi i biocombustibili liquidi ad eccezione degli oli vegetali puri tracciabili (nuovo punto 6): in tal caso, per gli impianti entrati in esercizio successivamente al 31 dicembre 2008, l'accesso alla tariffa onnicomprensiva sarà cumulabile, in deroga, con agli incentivi pubblici nazionali, regionali e locali.

Eolico

Tramite modifica al Dlgs 152/2006, vengono sottoposti alla procedura di Via statale gli impianti eolici per la produzione di energia elettrica ubicati in mare; i progetti già avviati vengono conclusi nel rispetto della vecchia disciplina (salvo richiesta contraria dei proponenti).

La competenza regionale rimane per gli impianti eolici destinati alla produzione di energia elettrica "sulla terraferma".

La normativa cambia inoltre il coefficiente di moltiplicazione per quanto riguarda gli impianti eolici "offshore" (cfr paragrafo 1.2.1),

Fotovoltaico

Viene data possibilità ai Comuni di destinare aree del proprio patrimonio disponibile alla realizzazione di impianti fotovoltaici, da cedere ai privati cittadini.

Geotermia

La legge prevede delega al Governo per determinare un nuovo assetto della normativa in materia di geotermia, al fine di rendere concorrenziale il regime della geotermia ad alta temperatura, e semplifichi le procedure per la geotermia a bassa e media temperatura:

- la procedura di autorizzazione semplificata per le "piccole utilizzazioni locali" (pozzi fino a 400 metri di profondità), vale anche nel caso in cui l'utilizzazione sia destinata alla "produzione di energia elettrica con impianti a ciclo binario ad emissione nulla"
- la temperatura convenzionale dei reflui geotermici è fissata da 25° della legislazione precedente a 15°.

Certificati verdi

Importanti le modifiche nell'ambito del sistema dei certificati verdi (cfr paragrafo 1.2.1).

L'obbligo di immissione in rete di energia rinnovabile, e quindi di presentazione di certificati verdi per la propria quota obbligata, passa dalle spalle dei produttori/importatori di energia non rinnovabile, a quelle dei "soggetti che concludono con Terna Spa uno o più contratti di dispacciamento di energia elettrica in prelievo": questa norma sarà effettiva a partire dal 1 gennaio 2012.

Inoltre è prevista la cumulabilità degli incentivi stabiliti dalla Finanziaria 2008 (alternativa tra certificati verdi e tariffa onnicomprensiva), possibili per impianti entrati in esercizio successivamente al 31 dicembre 2008, e altri incentivi pubblici di natura nazionale, regionale, locale o comunitaria in conto energia, in conto capitale o in conto interessi con capitalizzazione anticipata: il tutto a condizione che questi ultimi siano stati assegnati prima del 31 dicembre 2007.

Cip 6/92

La legge prevede che attraverso un Dm del Ministero dello Sviluppo Economico, si dovranno definire i criteri per l'aggiornamento annuale del costo evitato di combustibile ai fini del calcolo dei contributi Cip6.

Inoltre prevede che entro il 13 novembre 2009 l'Autorità per l'energia elettrica e il gas (Aeeg) deve proporre al Ministero "adeguati meccanismi per la risoluzione anticipata delle convenzioni Cip 6/92", destinati ai produttori che volontariamente vogliono aderire a tali meccanismi.

Cogenerazione

L'installazione e l'esercizio degli impianti di microcogenerazione (potenza inferiore a 50 kWe) diventa soggetta alla sola comunicazione (attività libera cfr. paragrafo 2.3.3); per quanto riguarda gli impianti di piccola cogenerazione (potenza inferiore a 1 MWe), basta la Denuncia di inizio attività (Dia cfr paragrafo 2.3.2).

I termini previsti dall'articolo 14 del Dlgs 20/2007, per l'entrata in esercizio degli impianti di cogenerazione abbinati al teleriscaldamento, sono prorogati di un anno (l'articolo riguarda i diritti all'emissione dei certificati verdi, acquisiti ex legge 239/2004).

Inoltre il sostegno per la cogenerazione ad alto rendimento, previsto dall'articolo 6 del Dlgs 20/2007 (priorità nel dispacciamento e dell'esonero dall'obbligo di immettere energia verde nel sistema) viene riconosciuto per un periodo non inferiore a 10 anni.

Il regime si basa sul risparmio di energia primaria, e il suo valore economico deve essere in linea con quello riconosciuto dai principali Paesi Ue; nel conteggio del risparmio si considera anche l'energia autoconsumata sul luogo di produzione.

Il regime di sostegno viene comunque riconosciuto "limitatamente alla nuova potenza", entrata in esercizio dopo il 7 marzo 2007, a seguito di nuova costruzione o rifacimento, nonché limitatamente ai rifacimenti di impianti esistenti.

Impianti di microcogenerazione ad alto rendimento

La legge prevede la semplificazione degli adempimenti, anche di carattere fiscale, da attuare con un Dm Ministero delle Finanze.

Piano straordinario per l'efficienza e il risparmio energetico

La legge da incarico al Ministero dello Sviluppo Economico, di predisporre un Piano straordinario per l'efficienza e il risparmio energetico (entro il termine del 31 dicembre 2009).

Le misure incentivanti del Piano per i sistemi di micro e piccola cogenerazione, nonché della domanda di titoli di efficienza energetica e dei certificati verdi, dovranno essere realizzate senza oneri per né minori entrate per lo Stato.

- ***Legge 27 febbraio 2009, n. 13: "Conversione in legge, con modificazioni, del decreto-legge 30 dicembre 2008, n. 208, recante misure straordinarie in materia di risorse idriche e di protezione dell'ambiente"***

Il settore dell'energie rinnovabili è interessato da quanto definito all'art. 8 bis della legge il quale prevede l'emanazione da parte del Ministero dello sviluppo economico, di concerto con il Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, d'intesa con la Conferenza permanente per i rapporti tra lo Stato, le Regioni e le Province autonome di Trento e di Bolzano, dei decreti necessari alla definizione della ripartizione chiamata "burden Sharing". Si tratta sinteticamente della quota minima di incremento dell'energia prodotta con fonti rinnovabili necessaria al raggiungimento, al 2020, dell'obiettivo del 17% del consumo interno lordo proposto dall'Unione Europea.

La legge prevede che per la prima redazione dei decreti attuativi, si tenga conto:

- della definizione dei potenziali regionali sulla base dell'attuale livello di produzione delle energie rinnovabili;
- dell'introduzione di obiettivi intermedi al 2012, 2014, 2016 e 2018 calcolati coerentemente con gli obiettivi intermedi nazionali concordati a livello comunitario;
- della determinazione delle modalità di esercizio del potere sostitutivo del Governo nei casi di inadempienza delle regioni per il raggiungimento degli obiettivi individuati".

2.1.2.1. Normative Nazionali in itinere

- ***Linee guida per il procedimento di cui all'articolo 12 del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387 per l'autorizzazione alla costruzione e all'esercizio di impianti di produzione di elettricità da fonti rinnovabili nonché linee guida tecniche per gli impianti stessi***

Il documento Concordato tra Ministero dello Sviluppo, dell'Ambiente e dei Beni Culturali è attualmente in bozza ed è attualmente in consultazione per gli stakeholders interessati.

Le linee guida, che dovranno essere recepite dalle singole regioni, avranno il compito di dettare le regole per assicurare un corretto inserimento degli impianti (in particolare eolici) sulla terraferma, chiarendo altresì la linea di discriminazione tra progetti sottoposti ad autorizzazione unica e progetti sottoposti a Dia.

In particolare:

- Interventi soggetti e non ad autorizzazione unica
- Contenuti minimi dell'istanza di autorizzazione unica
- Avvio e svolgimento del procedimento unico
- Interventi di attività edilizia libera
- Inserimento degli impianti nel paesaggio e sul territorio

Sono previsti tre allegati alle linee guida

Allegato 1: Impianti eolici: elementi per il corretto inserimento nel paesaggio e sul territorio

Allegato 2 : Criteri per l'eventuale fissazione di misure compensative

Allegato 3: Criteri per l'individuazione di aree non idonee

2.1.3. Normative Regionali

2.1.3.1. Introduzione

La riforma del titolo V della Costituzione, operata dalla legge costituzionale 18 ottobre 2001, n. 3, attribuisce alle regioni a statuto ordinario potestà legislativa concorrente in materia di "produzione, trasporto e distribuzione nazionale dell'energia".

Per le materie connesse al settore energetico, lo Stato ha potestà esclusiva per i rapporti con l'Unione europea, la tutela della concorrenza, la tutela della sicurezza e dell'incolumità pubblica, la salvaguardia dei livelli minimi delle prestazioni concernenti diritti civili e sociali, nonché la tutela dell'ambiente.

La potestà legislativa regionale concorrente in materia energetica, oltre che dalle disposizioni costituzionali, è delineata anche dai principi stabiliti dalle leggi statali di settore.

Già con l'entrata in vigore del Decreto 112/98, in attuazione del capo I della legge 15 marzo 1997, n. 59, il sistema energetico nazionale è governato dalle competenze centrali dello Stato e dalle competenze delle singole Regioni. Negli anni successivi all'emanazione del suddetto Decreto, le Regioni si sono impegnate nel processo di decentramento con forti assunzioni di responsabilità, con ruoli decisionali ed impegnativi.

Tutte le Regioni hanno legiferato in ambito energetico dando così luogo a specifici programmi di sostegno, sia nei confronti di azioni pubbliche che private, per le fonti rinnovabili ed il risparmio energetico, insieme a normative che regolano i sistemi di offerta e di domanda dell'energia.

I 'cardini' in campo energetico dell'attività delle regioni sono:

- -Promozione e sostegno normativo, legislativo ed economico per lo sviluppo delle fonti rinnovabili e del risparmio energetico;
- -Attivazione e realizzazione dei programmi ministeriali;
- -Attivazione e sviluppo dei programmi europei con i fondi comunitari;
- -Elaborazione e realizzazione dei Piani Energetici Regionali;

Da un'analisi di questi ultimi, riassunti brevemente regione per regione nell'allegato al presente volume, si evince che l'atteggiamento complessivo delle Regioni in materia di energia è di apertura alle prerogative dello Stato e alle scelte di mercato sia nell'ambito degli indirizzi nazionali che nell'ottica di cogliere l'occasione di sfruttare la politica energetica con il fine dello sviluppo sia industriale che civile. Il filo conduttore che ispira i piani energetici regionali è un obiettivo di "sviluppo sostenibile": la crescita della domanda di energia, bilanciata da interventi connessi al risparmio e all'efficienza, è sempre coperta da un incremento di produzione da fonti rinnovabili che però prevedono comunque un intervento di sostegno finanziario da parte del "sistema paese". Quest'ultimo aspetto non è mai oggetto di indagini approfondite a livello regionale.

2.1.3.2. I piani energetici regionali

I Piani Energetici Regionali predisposti ed attuati dalle Regioni hanno l'obiettivo di generare le condizioni più favorevoli possibili di incontro tra la domanda e l'offerta di energia fruibile sul territorio, avendo come obiettivi l'efficienza energetica e l'impiego delle fonti rinnovabili disponibili e più convenienti. Gli strumenti previsti agiscono sull'offerta di energia promuovendo il ricorso a tecnologie innovative di produzione energetica, per elevare la qualità dei servizi energetici sul proprio ma, talvolta, anche promuovendo la sperimentazione di sistemi locali di produzione-consumo.

In attesa dell'emanazione del decreto con cui, secondo l'art 8-bis della legge di conversione 27 febbraio 2009, n. 13, "Il Ministro dello sviluppo economico, di concerto con il Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, d'intesa con la Conferenza permanente per i rapporti tra lo Stato, le Regioni e le Province autonome di Trento e di Bolzano, emana, entro novanta giorni dalla data di entrata in vigore della presente disposizione, uno o più decreti per definire la ripartizione fra Regioni e Province autonome di Trento e di Bolzano della quota minima di incremento dell'energia prodotta con fonti rinnovabili per raggiungere l'obiettivo del 17 per cento del consumo interno lordo entro il 2020 ed i successivi aggiornamenti proposti dall'Unione europea", il presente studio riporta in allegato la sintesi dei piani energetici regionali ad oggi in vigore. I Piani redatti dalle Regioni sono stati realizzati con l'intenzione di trasporre gli obiettivi nazionali, volti al contenimento delle emissioni di CO₂, in indirizzi di Piano Energetico, così che il Piano è divenuto nella maggior parte dei casi 'energetico-ambientale'.

Ciascuna Regione ha un sistema energetico fortemente correlato alle sue caratteristiche socio-economiche. La storia, l'economia e la posizione geografica hanno determinato in gran parte anche le caratteristiche energetiche delle Regioni. Oltre ai fattori naturali e di sviluppo, le situazioni energetiche regionali sono determinate anche dalle scelte compiute dalle Amministrazioni, sia dal lato dell'offerta (in merito alle tipologie di insediamenti produttivi e di impianti per la produzione, trasformazione e trasporto dell'energia nel proprio territorio) che da quello della domanda (iniziative per favorire gli usi razionali dell'energia).

GWh	Idrica	Eolica	Solare	Geotermica	Biomasse e Bioliquidi	Biogas	Totale
Piemonte	5.654,3	-	11,3	-	218,5	182,8	6.080,8
Valle d'Aosta	2.845,6	-	0,1	-	-	3,8	2.849,5
Lombardia	10.504,6	-	20,3	-	208,6	273,6	11.891,8
Trentino Alto Adige	9.273,9	4,2	19,3	-	20,8	13,7	9.343,4
Veneto	4.162,1	-	10,6	-	92,1	128,3	4.453,2
Friuli Venezia Giulia	1.761,1	-	5,6	-	106,1	7,6	1.930,1
Liguria	227,8	17,1	1,3	-	-	85,3	331,5
Emilia Romagna	934,3	3,2	17,6	-	372,6	294,4	1.841,8
Toscana	715,1	36,0	13,3	5.520,3	16,0	82,4	6.423,7
Umbria	1.072,8	3,1	10,2	-	105,3	33,7	1.225,1
Marche	500,7	-	9,8	-	-	50,4	567,8
Lazio	898,0	13,1	9,3	-	-	166,1	1.196,8
Abruzzi	1.299,0	243,8	5,1	-	-	34,9	1.582,8
Molise	172,7	172,5	0,4	-	89,9	4,7	475,0
Campania	405,2	992,9	6,5	-	0,1	70,9	1.476,7
Puglia		1.316,9	23,7	-	695,8	66,0	2.141,0
Basilicata	207,6	283,8	1,9	-	9,9	-	517,4
Calabria	651,6	115,2	8,0	-	742,5	10,5	1.564,3
Sicilia	70,3	1.044,0	10,7	-	-	75,5	1.200,5
Sardegna	266,5	615,6	7,9	-	132,4	14,8	1.070,6
ITALIA	41.623,0	4.861,3	193,0	5.520,3	2.810,7	1.599,5	58.164,0

Tabella 2-1 Produzione lorda degli impianti da fonte rinnovabile in Italia nel 2008 (fonte G.S.E.)

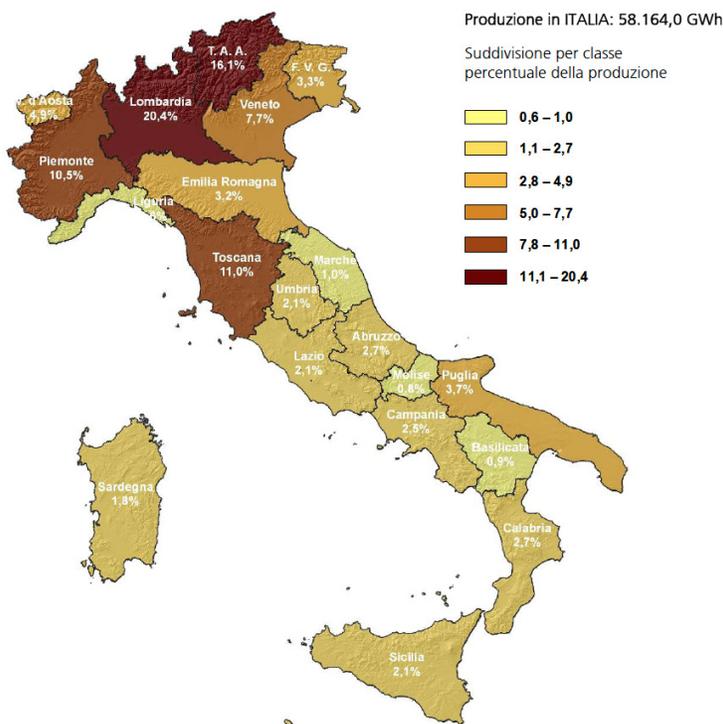


Figura 2-1 Distribuzione % della produzione totale di energia da fonti rinnovabili 12/2008 (fonte G.S.E.)

Analizzando la distribuzione della produzione di energia da fonti rinnovabili sul territorio nazionale in Figura 2-1, si può vedere che esiste una demarcazione piuttosto netta tra le regioni settentrionali ed il resto delle regioni peninsulari ed insulari.

In particolare si segnalano le alte quote della Lombardia e del Trentino, a cui fanno seguito Toscana e Piemonte. L'Italia centrale presenta un quadro abbastanza omogeneo: i valori sono analoghi ed al disotto del 3%. Tra le regioni meridionali è la Puglia a spiccare sulle altre con il 3,7%. Sicilia e Sardegna mostrano valori affini, rispettivamente del 2,1% e del 1,8%.

Nei Piani Energetici Regionali si può constatare come le Regioni intendano misurare i loro programmi d'intervento, con l'obiettivo della riduzione dei gas serra, contribuendo così all'impegno assunto dall'Italia nell'ambito degli obblighi della U.E. stabiliti dagli accordi internazionali e programmato nelle due delibere CIPE citate.

L'evoluzione legislativa e quella del mercato, ovvero il processo di decentramento e di liberalizzazione del mercato dell'energia, sono i due eventi che stanno caratterizzando il nuovo assetto del sistema energetico e delle sue naturali correlazioni e vincoli con i sistemi ambientale ed economico.

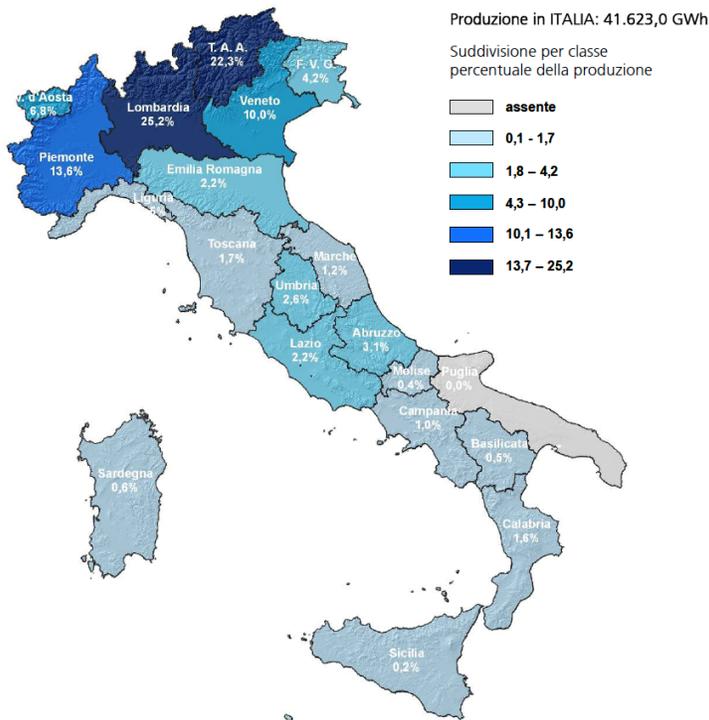


Figura 2-2 Distribuzione % della produzione idrica nel 2008 (fonte G.S.E.)

La rappresentazione cartografica della distribuzione regionale della produzione idrica in Figura 2-2, mostra come i valori presenti siano molto differenti tra le regioni settentrionali e quelle meridionali ed insulari.

- 1) Presenza di un maggior numero di impianti nelle regioni del Nord rispetto a quelle del Sud e delle isole;
- 2) Presenza di impianti di grossa taglia, come quelli a bacino ed a serbatoio, tipici delle regioni alpine, rispetto alla maggiore presenza nelle regioni del Sud di impianti ad acqua fluente, di taglia molto più ridotta;
- 3) Scarsità ed alla minore intensità di precipitazioni atmosferiche che si manifestano nelle regioni meridionali ed insulari rispetto al Nord Italia.

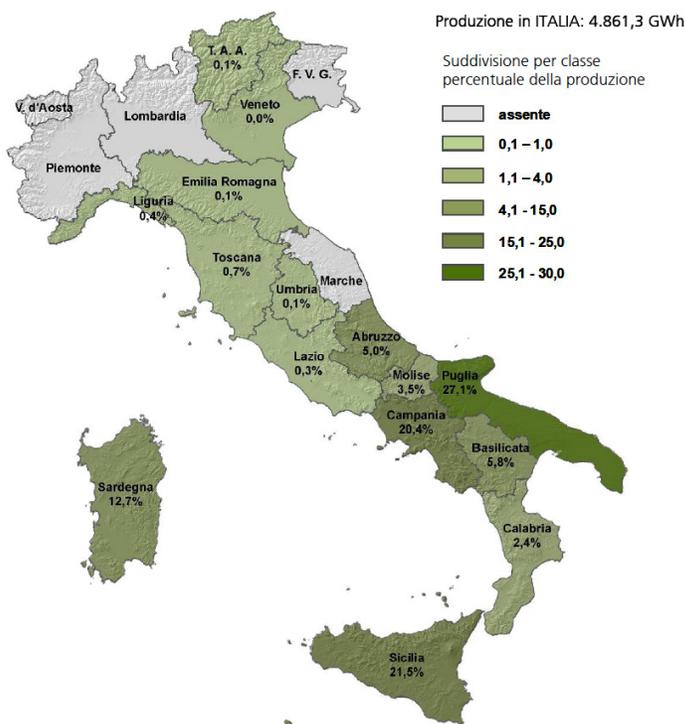


Figura 2-3 Distribuzione % della produzione eolica nel 2008 (fonte G.S.E.)

La distribuzione regionale della produzione eolica, Figura 2-3, presenta valori molto elevati nelle regioni meridionali e nelle isole, mentre nelle regioni settentrionali i valori sono molto bassi o assenti. Il motivo è da ricondursi all'assenza di capacità installata in molte regioni del Nord e, dove presente, alla limitata dimensione degli impianti dislocati sul territorio. Tra le regioni del Nord si segnalano il Trentino e la Liguria. La Puglia detiene il primato di produzione superando quota 27% ed assieme alla Sicilia totalizzano quasi il 50% di produzione eolica in Italia. La Campania e la Sardegna seguono, con quote rispettivamente del 20,4% e del 12,7%.

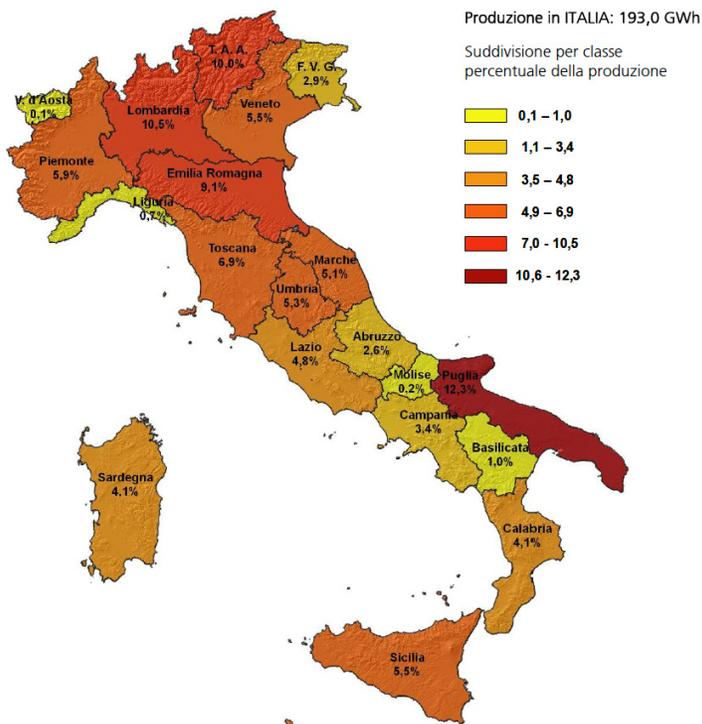


Figura 2-4 Distribuzione % della produzione da solare nel 2008 (fonte G.S.E.)

La distribuzione regionale della produzione solare, Figura 2-4, presenta valori elevati ed alquanto omogenei tra alcune regioni settentrionali: Lombardia (10,5%), Trentino (10,0%), Emilia Romagna (9,1%). Nell'Italia Centrale primeggiano l'Umbria e le Marche con rispettivamente il 5,3% ed il 5,1%. Nelle regioni meridionali e nelle isole, la Puglia detiene il primato nazionale con il 12,3% e la Sicilia con il 5,5% si attesta in seconda posizione.

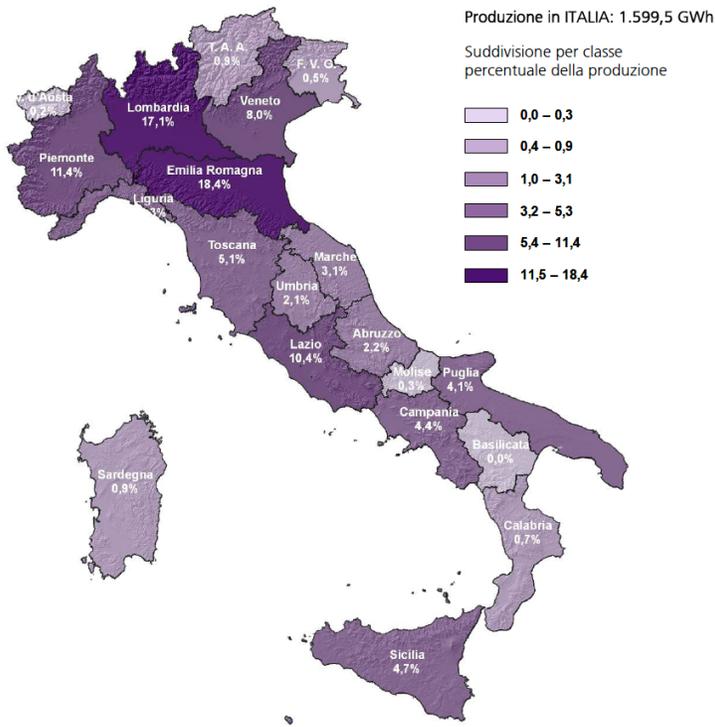


Figura 2-5 Distribuzione % della produzione da biogas nel 2008 (fonte G.S.E.)

La distribuzione regionale della produzione da biogas, Figura 2-5, assume una configurazione omogenea in diverse regioni dell'Italia settentrionale, tra cui primeggiano l'Emilia Romagna e la Lombardia con rispettivamente il 18,4% ed il 17,1%. In Italia centrale il Lazio, con il 10,4%, surclassa le altre regioni che si attestano su valori molto distanti. Tra le regioni meridionali e le isole si distinguono la Sicilia e la Campania, con rispettivamente il 4,7% ed il 4,4%, che, nel cartogramma concernente i rifiuti, presentano invece valori prossimi allo zero.

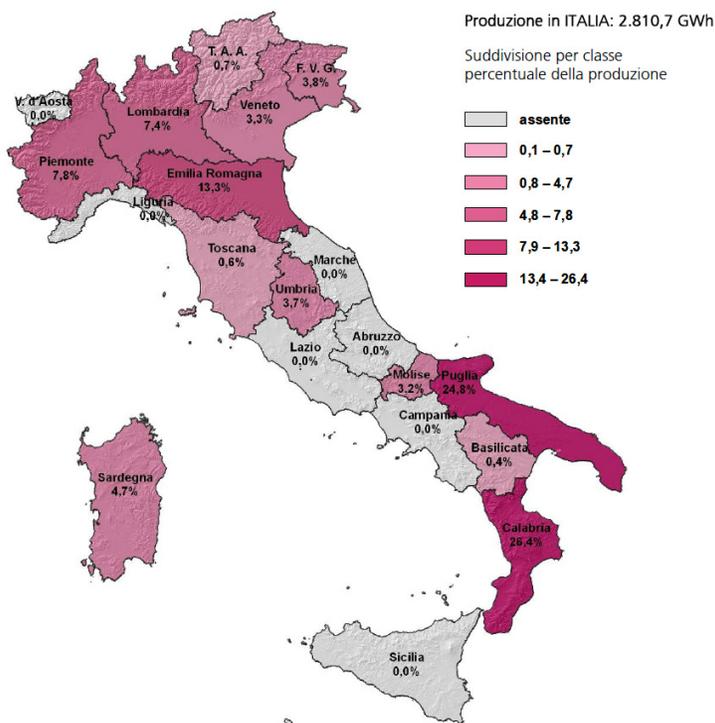


Figura 2-6 Distribuzione % della produzione da biomasse e bioliquidi nel 2008 (fonte G.S.E.)

La distribuzione regionale della produzione da biomasse e bioliquidi, Figura 2-6, mostra, in Italia settentrionale, una buona diffusione di questa tipologia di fonte e tra le regioni primeggia l'Emilia Romagna con il 13,3%. In Italia centrale solo l'Umbria con il 3,7 % ne fa utilizzo, mentre nelle altre regioni non se ne fa impiego. Tra le regioni meridionali si distinguono la Calabria e la Puglia, con rispettivamente il 26,4% ed il 24,8%, che sono, tra l'altro, quelle con le quote più elevate a livello nazionale. La Sardegna si attesta su un discreto 4,7%, diversamente dalla Sicilia che presenta un valore nullo.

Nell'ambito della programmazione energetica regionale, molte Regioni hanno approvato impianti a Fonti Energetiche Rinnovabili, qualificati dal GRTN, per un totale di 6.690,6 MW, con una producibilità complessiva di 14.999,3 GWh/a. Di questi, gran parte è costituita da impianti eolici, ma anche da impianti idroelettrici, geotermici, a biomasse e, per una quota residua, da impianti fotovoltaici. L'incremento di impianti eolici è consistente soprattutto nelle Regioni del Sud, in particolare in Molise, Puglia, Calabria, Sicilia, Sardegna e Marche.

Le Regioni che hanno approvato il loro PEAR hanno dedicato una larga parte del documento alla definizione delle linee fondamentali del Piano, degli scopi e delle interrelazioni dei Piani con le politiche regionali di sviluppo territoriale, nel quadro dello Sviluppo Sostenibile quale configurato dalla Comunità Europea, e degli impegni assunti a livello europeo e internazionale dal nostro Paese sulla riduzione delle emissioni climalteranti.

I Piani energetico-ambientali sono orientati a garantire obiettivi coerenti con la politica energetica del Paese e assicurare al territorio regionale lo sviluppo di una politica energetica rispettosa delle esigenze della società, della tutela dell'ambiente e della salute dei cittadini.

I punti di riferimento degli indirizzi regionali sono pertanto la garanzia della sicurezza, la flessibilità e continuità degli approvvigionamenti, il funzionamento unitario del mercato dell'energia, l'economicità dell'energia e la qualificazione dei servizi, anche attraverso la promozione delle fonti rinnovabili e il risparmio energetico, la valorizzazione delle risorse del territorio, il perseguimento dell'efficienza degli usi finali dell'energia.

Tenuto conto della rapida evoluzione in atto, i Piani sono considerati strumenti "dinamici", capaci, cioè, di adattarsi alle variazioni dello sviluppo sociale, economico e tecnologico che potrebbero verificarsi nel corso della programmazione prevista.

I Piani costituiscono perciò piattaforme di riferimento per il presente, da adeguare dinamicamente all'evoluzione futura del quadro di riferimento nazionale e internazionale in modo da offrire riferimenti certi agli operatori del settore, e la loro attuazione richiede, pertanto, un monitoraggio continuo ed una verifica costante degli interventi a breve e medio termine.

Dall'esame dei PEAR considerati si stima che, qualora gli obiettivi venissero raggiunti, dalla produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, si avrebbe un aumento complessivo dell'ordine di 17000-19000 GWh annui. A questi si aggiungono gli ulteriori contributi dagli utilizzi termici delle fonti rinnovabili. Il tutto potrebbe portare ad una riduzione delle emissioni di CO₂ eq. di circa 14-17 milioni di tonnellate, corrispondente a circa il 3% della produzione di CO₂ eq. del 1990 in Italia.

Gli obiettivi di risparmio energetico previsti dai piani energetici regionali approvati sono stimati in 15000 Ktep che permetterebbe la riduzione di circa 22 milioni di tonnellate di CO₂, pari a circa il 4% della CO₂ prodotta complessivamente in Italia nel 1990.

2.1.3.3. Iter autorizzativo

I regolamenti regionali ex art. 12 387/03 avrebbero dovuto basarsi sulle "Linee guida nazionali per il procedimento finalizzato al rilascio dell'Autorizzazione Unica"²¹ che, ad oggi, non sono ancora state pubblicate. In assenza delle linee guida nazionali, molte regioni si sono mosse autonomamente, predisponendo regole diversificate per il rilascio dell'Autorizzazione.

²¹ Dlgs. 387/2003

Anche dal punto di vista delle competenze, in materia di autorizzazione unica, vi è uniformità, infatti, molte regioni hanno deputato le singole province al controllo del corretto svolgimento del suddetto iter.

I PEAR messi in campo hanno contenuti ed obiettivi di grande portata, definiti sulla base di valutazioni realistiche, di potenzialità di fonti rinnovabili e risparmi energetici perseguibili con le tecnologie esistenti, da realizzare mettendo in campo i necessari finanziamenti, competenze e capacità gestionali.

E' da sottolineare che con la completa attuazione di tutti i PEAR, compresi quelli ancora da approvare, in termini di emissioni si stima una riduzione di circa 60 Mt di CO₂ eq., che costituisce il 60% delle emissioni di gas serra da abbattere rispetto al tendenziale del 2012, per perseguire gli obiettivi di Kyoto.

Gli obiettivi regionali sono pertanto da ritenersi nazionali e il loro perseguimento il risultato di un impegno comune.

Per un'attenta analisi delle legislazioni regionali e dell'attività di pianificazione regionale in materia di energia, si rimanda agli allegati del presente studio

2.2. Iter autorizzativo per le rinnovabili

La procedura di autorizzazione degli impianti a fonti rinnovabili comprende una serie di interventi normativi a livello nazionale che sono stati successivamente recepiti dalle singole regioni con procedure differenti, (paragrafo 2.1).

La struttura normativa deve comunque tenere conto della legislazione nazionale esistente e in particolare quanto definito all'interno del D.Lgs 387/2003 e delle successive modificazioni, in particolare quanto contenuto nella legge finanziaria 2008 e nel Decreto Rinnovabili.

2.2.1. L'autorizzazione Unica: articolo 12 del D. Lgs 387/03

La costruzione e l'esercizio di impianti di produzione di energia elettrica devono essere autorizzati secondo le diverse competenze degli Enti locali preposti. ed è proprio la complessità del quadro autorizzativo a costituire ancora uno dei maggiori ostacoli alla diffusione delle fonti rinnovabili.

L'articolo 12 del decreto legislativo 387/2003, che definisce gli impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili come opere "di pubblica utilità ed indifferibili ed urgenti", ha introdotto importanti indicazioni per la "razionalizzazione e semplificazione delle procedure autorizzative". Ma purtroppo, lo snellimento procedurale previsto dalla legge non si è ancora tradotto in realtà; al momento, a livello nazionale si dispone di una bozza di linee guida per il procedimento di cui all'articolo 12 del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387 per l'autorizzazione alla costruzione e all'esercizio di impianti di produzione di elettricità da fonti rinnovabili nonché linee guida tecniche per gli impianti stessi. Purtroppo, lo snellimento procedurale previsto dalla legge spesso non coincide con la situazione reale. Fino ad oggi, infatti, la frammentazione delle competenze in materia di energia tra più enti,

con tutto ciò che ne consegue in termini di trafale burocratiche e di documentazioni richieste, ha frenato le iniziative di privati cittadini, desiderosi di installare anche solo una mini turbina eolica o un impianto solare di piccole dimensioni, presso la propria abitazione.

Nell'effettuare la connessione tra la rete elettrica e l'impianto di produzione di energia, l'impresa di distribuzione territorialmente competente è tenuta a fornire al richiedente tutte le informazioni inerenti le pratiche di autorizzazione.

Lo strumento attuativo del processo di autorizzazione Unica è la Conferenza dei Servizi, il vero nodo della attuale semplificazione dei processi decisionali. Nelle Conferenze dei Servizi vengono prodotti tutti i pareri, le autorizzazioni, i nulla osta e gli assensi di tutte le amministrazioni coinvolte in un procedimento amministrativo.

Il procedimento unico deve avere luogo entro 30 giorni dalla presentazione della domanda per il rilascio dell' Autorizzazione Unica. Entro 180 giorni, la Conferenza dei Servizi è tenuta a concludere il procedimento e a esprimere un parere.

Nel caso in cui dovessero emergere dei dissensi tra i soggetti coinvolti, la decisione viene rimessa alla Giunta regionale; l'unica eccezione è nel caso in cui il dissenso venga "espresso da un'amministrazione statale preposta alla tutela ambientale, paesaggistico territoriale, o del patrimonio storico-artistico", come ad esempio la Soprintendenza ai beni culturali.

L'Autorizzazione Unica contiene, in forma unitaria, una serie di provvedimenti che altrimenti sarebbero dispersi tra i diversi enti preposti (Regione, Provincia, Comune, Comunità montana, Soprintendenza, Corpo Forestale dello Stato, ARPA, Azienda Sanitaria Locale, ecc.), tra cui:

- il permesso di costruire
- l'autorizzazione alla costruzione ed esercizio elettrodotto
- l'autorizzazione per il vincolo idrogeologico
- il nulla osta paesaggistico

L'Autorizzazione Unica non sostituisce la VIA (Valutazione di Impatto Ambientale), nei casi in cui essa è richiesta. (Come da Dlgs 152/2006, Parte seconda).

Sulla disciplina dell'autorizzazione di impianti a fonti rinnovabili è intervenuta massicciamente la Legge Finanziaria 2008, che ha introdotto alcuni importanti miglioramenti, rendendo possibile aprire impianti di piccola taglia attraverso la Dichiarazione di Inizio Attività (DIA), come si fa per le normali ristrutturazioni edili, definendo per gli impianti offshore la titolarità del procedimento al Ministero dei trasporti (sentiti il Ministero dello sviluppo economico e il Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare) e la procedura in caso di dissenso durante la Conferenza dei Servizi.

Infine oltre alla costruzione dell'impianto, sono soggetti ad Autorizzazione Unica anche "gli interventi di modifica, potenziamento, rifacimento totale o parziale e riattivazione, come definiti dalla normativa vigente, nonché le opere connesse e le infrastrutture indispensabili alla costruzione e all'esercizio degli impianti stessi".

Le modifiche all'art 12 apportate in finanziaria relative al potere decisionale del Consiglio Regionale quando non vi sia accordo in sede di conferenza dei servizi, sono state successivamente abrogate dalla Legge 99/2009.

2.2.2. La DIA

La Denuncia di Inizio Attività (DIA) è una pratica amministrativa che, nel mondo dell'edilizia, rappresenta uno degli strumenti urbanistici più rilevanti. Viene presentata da un professionista abilitato (ingegnere, architetto o geometra iscritto al relativo albo professionale), che "assevera" – cioè dichiara e garantisce – le opere da compiersi.

La legge (art.22 Dpr 380/2001) specifica che con la DIA si possono fare le opere non riconducibili ad attività edilizia libera o al Permesso di costruire (artt. 6 e 10 Dpr. 380/2001). È pertanto richiesta la DIA per opere di manutenzione straordinaria, restauro conservativo, ristrutturazione edilizia. La DIA segue il meccanismo del silenzio-assenso: se non si ricevono notizie dalla Pubblica Amministrazione competente entro il tempo stabilito dalla legge (oggi è 30 giorni), calcolato dalla data di presentazione della dichiarazione, si intende, alla scadenza del termine, che sia concessa un'autorizzazione implicita alla esecuzione dei lavori (autorizzazione che costituisce un vero e proprio provvedimento amministrativo) e che dunque essi possano essere avviati.

La DIA va compilata su un apposito modulo e deve comprendere una relazione tecnica e il progetto di massima dell'impianto. Va consegnata all'Ufficio Tecnico del Comune interessato.

Per impianti installati in edifici o siti protetti da vincoli urbanistici, storici o paesaggistici, sono richieste, in allegato alla DIA, i necessari permessi a livello territoriale, come ad esempio il nulla osta paesaggistico o dell'Ente Parco.

Esistono due diversi tipi di vincolo architettonico che si applicano alle ristrutturazioni, entrambi previsti dal Codice dei Beni Culturali (Dl. 22 gennaio 2004, n. 42). Uno è quello paesaggistico, ed è imposto dagli Enti Locali tramite i Piani Regolatori o talvolta tramite specifici Piani Paesistici.

L'altro vincolo è quello culturale, definito più precisamente come vincolo artistico, storico, archeologico, etno-antropologico. Questo vincolo grava sui singoli "oggetti", tra cui rientrano i beni immobili, ed è imposto dallo Stato cioè dalle Soprintendenze che dipendono dal Ministero dei Beni Culturali.

Ecco le soglie entro le quali è sufficiente la sola DIA, ai fini dell'autorizzazione alla costruzione e all'esercizio dell'impianto.

FONTE	SOGLIE
Eolica	60 kW
Solare fotovoltaica	20 kW
Idraulica	100 kW
Biomasse	200 kW
Gas di discarica, gas residuati dai processi di depurazione e biogas	250 kW

Tabella 2-2 Tabella A allegata al decreto n. 387/2003

Le soglie indicate potranno essere innalzate per specifiche fonti e particolari siti di installazione, per mezzo di un decreto del ministro dello Sviluppo economico di concerto con il ministro dell'Ambiente e la Conferenza Unificata.

2.2.3. Le autorizzazioni per le differenti tecnologie: un approfondimento

Di seguito si riporta un approfondimento sulle differenze autorizzative per le difefrenti fonti di energia rinnovabile

2.2.4. Iter autorizzativo per il mini eolico

L'assenza di un quadro autorizzativo unico per l'installazione di piccoli impianti eolici ha creato situazioni disomogenee. Alcune regioni virtuose si sono attrezzate, prevedendo semplificazioni molto interessanti, mentre in altri casi l'iter autorizzativo può diventare un percorso ad ostacoli.

Ad esempio la regione Toscana, ferme restando le eventuali autorizzazioni paesaggistiche, considera "attività libera" (e quindi esente da DIA) "l'installazione di impianti eolici di potenza uguale o inferiore a 5 chilowatt".

Quindi prima di procedere all'installazione, è necessario informarsi presso l'Ufficio Tecnico del Comune su quanto previsto a livello regionale o provinciale.

La tabella A, allegata all'articolo 12 del Dlgs 387/2003, prevede che impianti eolici fino a 60 kW di potenza siano esclusi dall'obbligo dell'Autorizzazione Unica e necessitino semplicemente di una DIA (Dichiarazione Inizio Attività), da consegnare all'Ufficio Tecnico del Comune.

Particolarmente interessante il caso dei micro impianti eolici, che beneficiano delle semplificazioni introdotte dal Dlgs 115/2008: *"[...] l'installazione di singoli generatori eolici con altezza complessiva non superiore a 1,5 metri e diametro non superiore a 1 metro, [...] sono considerati interventi di manutenzione ordinaria e non sono soggetti alla disciplina della denuncia di inizio attività, [...]. In tale caso, [...], è sufficiente una comunicazione preventiva al Comune"*.

Per le installazioni realizzate in aree sottoposte a particolari vincoli architettonici e paesaggistici, risulta in ogni caso necessario richiedere le specifiche autorizzazioni comunali e/o dell'autorità competente sul territorio (la Soprintendenza ai Beni Culturali e Architettonici, l'Ente Parco, ecc.).

2.2.5. Iter autorizzativo per impianti geotermici

Gli iter autorizzativi previsti per impianti a fonti rinnovabili, anche di piccole dimensioni, sono notoriamente dei percorsi ad ostacoli. La situazione italiana è aggravata dalla sovrapposizione di competenze tra enti diversi e dall'assenza di un quadro autorizzativo definito in tutti i suoi aspetti. Per questo motivo, le ditte specializzata nella geotermia normalmente offrono, insieme alla realizzazione dell'impianto, anche tutte le informazioni e le pratiche burocratiche necessarie per l'autorizzazione.

La scarsa diffusione degli impianti di geotermia domestica, ha fatto sì che ad oggi non esista ancora una precisa normativa a cui fare riferimento.

A livello normativo nazionale, la questione della geotermia a bassa temperatura non viene affrontata né in materia di acque e difesa del suolo e nemmeno nel Testo Unico Ambientale 152/2006. Sono inoltre le diverse possibilità impiantistiche -nonché le diverse disposizioni locali- a determinare l'iter burocratico richiesto.

La Legge 23 luglio 2009, n.99 prevede future semplificazioni in materia di impianti geotermici. Recita infatti l'articolo 27, comma 39: "Entro sei mesi dalla data di entrata in vigore della presente legge, il Ministro dello sviluppo economico, di concerto con il Ministro dell'Ambiente (...), emana un decreto volto a definire le prescrizioni relative alla posa in opera degli impianti di produzione di calore da risorsa geotermica, ovvero sonde geotermiche, destinati al riscaldamento e alla climatizzazione di edifici, per cui è necessaria la sola dichiarazione di inizio attività".

Quindi, in attesa del futuro decreto applicativo, ad oggi valgono ancora le vecchie regole.

Nel caso si scelga la soluzione con collettori orizzontali, la profondità massima di scavo non supera normalmente i due metri. Per questo genere di impianti, che non comportano opere di trivellazione né interferenze con l'acqua di falda, non è necessario richiedere alcuna autorizzazione.

L'installazione di sonde geotermiche verticali, che viene realizzata trivellando il terreno fino a profondità medie di 100 metri, è teoricamente regolamentata dagli enti locali, in genere dalle Regioni e in alcuni casi direttamente dalle Province o dai Comuni.

L'autorizzazione per questi impianti geotermici, che rientra a pieno titolo nella materia relativa alla difesa del suolo e alla tutela delle acque, è di competenza regionale. Nella maggior parte dei casi, però, le disposizioni regionali non si occupano della geotermia, lasciando così un preoccupante vuoto legislativo. Al momento, soltanto alcune Regioni e/o Province hanno previsto in merito precise regole: tra queste, il Veneto, la Toscana, la Provincia autonoma di Bolzano e la Provincia di Bergamo. L'utilizzo geotermico dell'acqua di falda, con prelievo e scarico in falda, non contribuisce certamente a semplificare l'iter autorizzativo. Infatti occorre fare riferimento a numerosissime leggi statali (dal Testo unico n. 1775 del 1933 fino al Testo Unico Ambientale 152/2006) e regionali, che moltiplicano e disperdono le competenze.

Infine, per il pozzo (o i pozzi) di prelievo e scarico dell'acqua di falda occorre fare riferimento alle prescrizioni contenute nel Dpr 236/88.

2.2.6. Iter autorizzativo per il fotovoltaico

L'iter autorizzativo per la costruzione e l'esercizio di un impianto alimentato da fonti rinnovabili è regolato, a livello generale, dal D.lgs. 29 dicembre 2003, n. 387²² e, a livello di dettaglio, dalla normativa regionale e provinciale.

²² "Attuazione della direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità"

Le Amministrazioni Locali rivestono, infatti, un ruolo determinante in campo energetico, ed in particolare nella promozione e nella pianificazione della produzione di energia da fonti rinnovabili sul proprio territorio. Il D.lgs. 387/03, all'art. 12, stabilisce che "la costruzione e l'esercizio degli impianti alimentati da fonti rinnovabili [...] nonché le opere connesse e le infrastrutture indispensabili alla costruzione e all'esercizio degli impianti stessi, sono soggetti ad una **autorizzazione unica**, rilasciata dalla regione o altro soggetto istituzionale delegato dalla regione, nel rispetto delle normative vigenti in materia di tutela dell'ambiente, di tutela del paesaggio e del patrimonio storico-artistico.

A tal fine la Conferenza dei Servizi è convocata dalla Regione entro trenta giorni dal ricevimento della domanda di autorizzazione."

"L'autorizzazione è rilasciata a seguito di un procedimento unico, al quale partecipano tutte le Amministrazioni interessate, svolto nel rispetto dei principi di semplificazione e con le modalità stabilite dalla legge 7 agosto 1990, n. 241, e s.m.i..

Il rilascio dell'autorizzazione costituisce titolo a costruire ed esercire l'impianto in conformità al progetto approvato e deve contenere, in ogni caso, l'obbligo alla rimessa in pristino dello stato dei luoghi a carico del soggetto esercente a seguito della dismissione dell'impianto.

Il termine massimo per la conclusione del procedimento non può comunque essere superiore a centottanta giorni.

Questa impostazione iniziale sta subendo delle profonde modifiche sia a carattere locale sia a carattere nazionale ed il quadro normativo sta evolvendo verso una ovvia e naturale semplificazione. Un primo passo verso la semplificazione è stato infatti compiuto già con il D.M. 19 febbraio 2007 (Nuovo Conto Energia) che disciplina le modalità per la realizzazione e l'esercizio di un impianto di energia fotovoltaica e individua uno specifico sistema di agevolazioni definito Conto Energia.

In merito agli aspetti autorizzativi e relativamente agli impianti fotovoltaici, il D.M. 19 febbraio 2007 precisa che:

- gli impianti fotovoltaici di potenza non superiore a 20 kW e gli impianti parzialmente o totalmente integrati (così come definiti all' art. 2 comma 1 b2 e b3) non sono considerati "industriali" e non sono quindi soggetti alla verifica ambientale regionale (screening VIA), purché non ubicati in aree protette;
- per la costruzione e l'esercizio di impianti fotovoltaici per i quali non è necessaria alcuna autorizzazione, come risultante dalla legislazione nazionale o regionale vigente in relazione alle caratteristiche e alla ubicazione dell'impianto, non si dà luogo al procedimento unico di cui all'art. 12 del D.lgs. 387/2003, ed è sufficiente per gli stessi impianti la dichiarazione di inizio attività;
- qualora sia necessaria l'acquisizione di un solo provvedimento autorizzativo comunque denominato, l'acquisizione del predetto provvedimento sostituisce il procedimento unico di cui all'art. 12 del D.lgs. 387/2003;

- gli impianti fotovoltaici possono essere realizzati in aree classificate agricole dai vigenti piani urbanistici senza la necessità di effettuare la variazione di destinazione d'uso dei siti di ubicazione.

La Legge 24 dicembre 2007, n. 244²³ (legge finanziaria 2008), all'art. 1, comma 158, apporta importanti modifiche all'articolo 12 del D.lgs. 387/2003. In particolare si specifica che quando la capacità di generazione sia inferiore alle soglie individuate dalla Tabella 2-3 (Tabella A allegata al decreto), si applica la disciplina della denuncia di inizio attività.

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

Tabella 2-3 Tabella A

La Legge finanziaria 2008 stabilisce pertanto che per gli impianti fotovoltaici di potenza inferiore ai 20 kW è sufficiente presentare la DIA al Comune competente.

Con la pubblicazione sulla Gazzetta Ufficiale del 3 luglio 2008, è entrata in vigore la legge che abolisce chiaramente la D.I.A. per la realizzazione di impianti per il solare termico e fotovoltaico installati sui tetti: il D.lgs. 30 maggio 2008, n. 115²⁴. Il decreto legge, oltre a prevedere una serie di iniziative a favore del risparmio energetico, all'art.11, comma 3, a proposito degli impianti fotovoltaici recita:

“[...] gli interventi di incremento dell'efficienza energetica che prevedano l'installazione [...] di impianti [...] fotovoltaici aderenti o integrati nei tetti degli edifici con la stessa inclinazione e lo stesso orientamento della falda e i cui componenti non modificano la sagoma degli edifici stessi, sono considerati interventi di manutenzione ordinaria e non sono soggetti alla disciplina della denuncia di inizio attività [...] qualora la superficie dell'impianto non sia superiore a quella del tetto stesso. In tale caso [...] e' sufficiente una comunicazione preventiva al Comune.”

Molte regioni, per semplificare l'iter autorizzativo necessario all'installazione di un impianto fotovoltaico, hanno soppresso la necessità della presentazione della DIA per impianti fotovoltaici di potenza limitata.

²³ “Disposizioni per la formazione del bilancio annuale e pluriennale dello Stato”

²⁴ “Attuazione della direttiva 2006/32/CE relativa all'efficienza degli usi finali dell'energia e i servizi energetici e abrogazione della direttiva 93/76/CEE”

2.2.7. Iter autorizzativo per il solare termico

La tecnologia solare termico è ormai matura, e gode di una situazione particolare in ambito normativo: i costi dell'impianto sono ormai paragonabili ad equivalenti sistemi di riscaldamento dell'acqua calda sanitaria, tenendo conto dei risparmi derivanti dallo sfruttamento di una fonte gratuita, e sono sempre più numerosi i Comuni che ne obbligano l'utilizzo per i permessi a costruire di nuove abitazioni.

È solamente necessario puntualizzare dei particolari aspetti che derivano dalla legislazione a supporto di questa tecnologia attualmente in vigore che prevede l'agevolazione del 55% per l'installazione di questi impianti in edifici già edificati.

Per fruire dell'agevolazione fiscale sulle spese energetiche è necessario acquisire i seguenti documenti:

- l'asseverazione che consente di dimostrare che l'intervento realizzato è conforme ai requisiti tecnici richiesti. In caso di esecuzione di più interventi sul medesimo edificio l'asseverazione può avere carattere unitario e fornire in modo complessivo i dati e le informazioni richieste. Questo documento, se riguarda gli interventi di sostituzione di finestre e infissi, e nel caso di caldaie a condensazione con potenza inferiore a 100 kW, può essere sostituito da una certificazione dei produttori (vedi più avanti);
- l'attestato di certificazione (o qualificazione) energetica che comprende i dati relativi all'efficienza energetica propri dell'edificio. Tale certificazione è prodotta successivamente alla esecuzione degli interventi, utilizzando procedure e metodologie approvate dalle Regioni e dalle Province autonome di Trento e Bolzano ovvero le procedure stabilite dai Comuni con proprio regolamento antecedente alla data dell'8 ottobre 2005. Per gli interventi realizzati a partire dal periodo d'imposta in corso al 31 dicembre 2008, l'attestato di certificazione energetica degli edifici, ove richiesto, è prodotto, successivamente alla esecuzione degli interventi, utilizzando le procedure e metodologie di cui all'articolo 6, del decreto legislativo 19 agosto 2005, n. 192, ovvero approvate dalle Regioni e dalle Province autonome di Trento e Bolzano, ovvero le procedure stabilite dai Comuni con proprio regolamento antecedente alla data dell'8 ottobre 2005. In assenza delle citate procedure, dopo l'esecuzione dei lavori può essere prodotto l'attestato di "qualificazione energetica" in sostituzione di quello di "certificazione energetica". Il certificato deve essere predisposto in conformità allo schema riportato nell'allegato A del decreto attuativo (vedi appendice) ed asseverato da un tecnico abilitato. Gli indici di prestazione energetica, oggetto della documentazione indicata, possono essere calcolati, nei casi previsti, con la metodologia semplificata;
- la scheda informativa relativa agli interventi realizzati, redatta secondo lo schema riportato nell'allegato E del decreto attuativo o allegato F, se l'intervento riguarda la sostituzione di finestre comprensive di infissi in singole unità immobiliari o l'installazione di pannelli solari. La scheda deve contenere: i dati identificativi del soggetto che ha sostenuto le spese, dell'edificio su cui i lavori sono stati eseguiti, la tipologia di intervento eseguito ed il risparmio di energia che ne è conseguito, nonché il relativo costo, specificando l'importo per le spese professionali, e quello utilizzato per il calcolo della detrazione.

L'asseverazione, l'attestato di certificazione/qualificazione energetica e la scheda informativa devono essere rilasciati da tecnici abilitati alla progettazione di edifici ed impianti nell'ambito delle competenze ad essi attribuite dalla legislazione vigente, iscritti ai rispettivi ordini e collegi professionali: ingegneri, architetti, geometri, periti industriali, dottori agronomi, dottori forestali e i periti agrari. Tutti i documenti sopraindicati possono essere redatti anche da un unico tecnico abilitato.

I Documenti da trasmettere

Per gli interventi che si concluderanno nel triennio 2008-2010 (compresi quelli iniziati nel 2007), occorre trasmettere all'Enea, entro novanta giorni dalla fine dei lavori:

- copia dell'attestato di certificazione o di qualificazione energetica;
- la scheda informativa, relativa agli interventi realizzati.

La trasmissione deve avvenire per via telematica, attraverso il sito www.acs.enea.it, ottenendo ricevuta informatica.

Si può inviare la documentazione a mezzo raccomandata con ricevuta semplice, sempre entro il termine di novanta giorni dal termine dei lavori, solo ed esclusivamente nei seguenti casi: a) quando la scadenza del termine di trasmissione è precedente la data del 30 aprile 2008; b) quando la complessità dei lavori eseguiti non trova adeguata descrizione negli schemi resi disponibili dall'ENEA.

L'iter autorizzativo per la costruzione e l'esercizio di un impianto alimentato da fonti rinnovabili è regolato, a livello generale, dal D.lgs. 29 dicembre 2003, n. 38725 e, a livello di dettaglio, dalla normativa regionale e provinciale.

Le Amministrazioni Locali rivestono, infatti, un ruolo determinante in campo energetico, ed in particolare nella promozione e nella pianificazione della produzione di energia da fonti rinnovabili sul proprio territorio.

Il D.lgs. 387/03, all'art. 12, stabilisce che "la costruzione e l'esercizio degli impianti alimentati da fonti rinnovabili [...] nonché le opere connesse e le infrastrutture indispensabili alla costruzione e all'esercizio degli impianti stessi, sono soggetti ad una **autorizzazione unica**, rilasciata dalla regione o altro soggetto istituzionale delegato dalla regione, nel rispetto delle normative vigenti in materia di tutela dell'ambiente, di tutela del paesaggio e del patrimonio storico-artistico.

A tal fine la Conferenza dei Servizi è convocata dalla Regione entro trenta giorni dal ricevimento della domanda di autorizzazione."

²⁵ "Attuazione della direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità"

2.3. *Certificazione energetica*

2.3.1. **Linee guida nazionali (DM 26 giugno 2009) sull'efficienza energetica**

In questo decreto sono sostanzialmente descritte le metodologie di calcolo della prestazione energetica degli edifici, definiti dai metodi introdotti ai sensi dell'articolo 4, comma 1, lettere a) e b) del DLgs 192/2005 e dai metodi semplificati finalizzati a minimizzare gli oneri a carico introdotti ai sensi dell'articolo 6, comma 9, del decreto legislativo

Secondo l'Allegato A la certificazione energetica si applica a tutti gli edifici delle categorie di cui all'articolo 3, del Dpr 412/1993, indipendentemente dalla presenza di impianti tecnici dedicati ad uno dei servizi energetici di cui è previsto il calcolo delle prestazioni. Sono esclusi box, cantine, autorimesse, parcheggi multipiano, depositi, strutture stagionali a protezione degli impianti sportivi, ecc. ma vanno considerate le porzioni eventualmente adibite ad uffici e assimilabili, purché scorponabili agli effetti dell'isolamento termico

Negli edifici residenziali la certificazione energetica si applica alle singole unità immobiliari. Per i condomini si può definire una certificazione comune per unità immobiliari che abbiano le stesse caratteristiche strutturali sia quando siano presenti impianti centralizzati che individuali.

Nelle linee guida vengono indicati i seguenti metodi di calcolo della prestazione energetica degli edifici:

- ***“Metodo calcolato di progetto o di calcolo standardizzato”***,

che prevede la valutazione della prestazione energetica a partire dai dati di ingresso del progetto energetico

Questo metodo è di riferimento per gli edifici di nuova costruzione e per quelli completamente ristrutturati (secondo norme UNI TS 11300).

- ***“Metodo di calcolo da rilievo sull'edificio o standard”***,

che prevede la valutazione della prestazione energetica a partire dai dati di ingresso ricavati da indagini svolte direttamente sull'edificio esistente.

- mediante procedure di rilievo, anche strumentali, sull'edificio e/o sui dispositivi impiantistici effettuate secondo le normative tecniche di riferimento (Norme UNI TS 11300 semplificate)
- per analogia costruttiva con altri edifici e sistemi impiantistici, integrata da banche dati o abachi nazionali, regionali o locali (edifici fino a 3000mq - software certificati: DOCET)
- sulla base dei principali dati climatici, tipologici, geometrici ed impiantistici (edifici fino a 1000 m², metodi tabellari)

Una sezione a parte indica la valutazione qualitativa delle caratteristiche dell'involucro edilizio al fine di contenere il fabbisogno di climatizzazione estiva

In questo caso sono proposti due metodi:

- metodo basato sulla determinazione dell'indice di prestazione termica dell'edificio per il raffrescamento ($EP_{e,inv}$)
- metodo basato sulla determinazione di parametri qualitativi.

Le prestazioni energetiche dell'edificio sono rappresentate graficamente attraverso una scala di valutazione dove sono presenti classi identificate dalla lettera A alla G (con l'introduzione anche di una classe A+). Questa viene utilizzata per definire la classe energetica degli edifici e serve anche per vedere la differente prestazione prima e dopo gli interventi di riqualificazione energetica, come mostrato nell'esempio che segue:

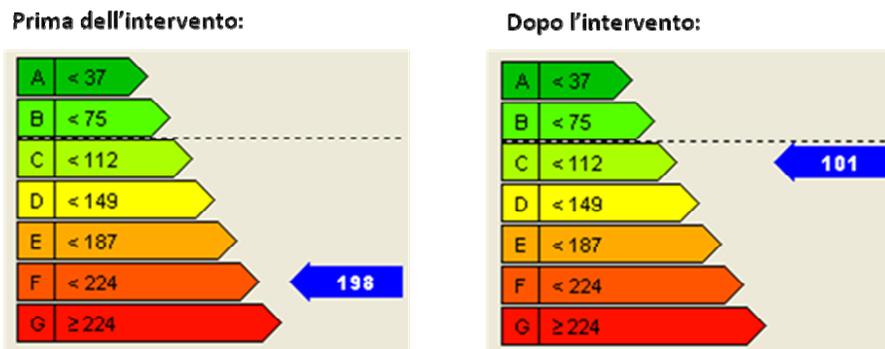


Figura 2-7 Scala di Valutazione dell'efficienza energetica

La validità temporale massima degli attestati di certificazione è di **dieci anni**.

Tale validità resta in vigore solo se sono eseguite le operazioni di controllo di efficienza energetica prescritte dalle normative vigenti. Nel caso contrario l'attestato decade il 31 dicembre dell'anno successivo a quello in cui c'è la prima scadenza non rispettata.

In occasione di interventi di ristrutturazione edili ed impiantistici (che prevedano la modifica prestazione energetica dell'edificio) è necessario aggiornare l'attestato di certificazione energetica. Il vecchio libretto di impianto o di centrale di cui all'art. 11, comma 9, del Dpr 412/1993 diventa parte integrante dell'attestato di certificazione energetica.

Requisiti minimi per la prestazione energetica degli edifici (DPR n. 59 del 2 aprile 2009)

Questo decreto, in vigore dal 25 Giugno 2009, definisce i requisiti minimi per la prestazione energetica degli edifici e degli impianti termici.

Si ha anche l'introduzione di un valore massimo ammissibile della prestazione energetica per il raffrescamento estivo dell'involucro edilizio ($E_{p,e,inv}$).

Il regolamento, inoltre:

- introduce requisiti specifici minimi (rendimento energetico, emissione del generatore e isolamento dell'involucro edilizio) per nuove costruzioni o ristrutturazioni di edifici dotati di generatori di calore alimentati da biomasse combustibili;

- impone una valutazione di utilizzo, in presenza di ristrutturazioni di edifici esistenti, di sistemi schermanti o filtranti per le superfici vetrate ai fini di contenere l'oscillazione termica estiva negli ambienti;

prevede requisiti più restrittivi, nel caso di nuove costruzioni o ristrutturazioni di immobili pubblici o ad uso pubblico.

2.3.2. Decreto legislativo 19 agosto 2005 n° 192 e Decreto Legislativo 29 dicembre 2006 n°311 sull'efficienza energetica

"Attuazione della Direttiva 2002/91/CE relativo al rendimento energetico degli edifici"

Tra gli obiettivi si possono indicare il miglioramento delle prestazioni energetiche degli edifici (limitare il consumo di energia di impianti di riscaldamento e di condizionamento e la dispersione termica attraverso l'involucro edilizio) e la creazione di un mercato di componenti e sistemi per l'efficienza energetica e le fonti rinnovabili in grado di affiancarsi agli altri settori dell'economia.

Gli strumenti messi a disposizione dai due decreti riguardano:

- 1) Certificazione energetica degli edifici sia per quelli esistenti sia per quelli di nuova costruzione attraverso la stesura di un "attestato di certificazione energetica".
- 2) Prestazione energetica degli edifici (kWh/m² all'anno necessario per il riscaldamento, la produzione di acqua calda sanitaria, il raffrescamento estivo e apparecchi elettrici)
- 3) Valori dei fabbisogni di energia primaria limite per la climatizzazione invernale negli edifici residenziali:
 - Limiti di trasmittanza per le strutture opache
 - Climatizzazione estiva
 - Obbligo adozione di sistemi di schermatura per il controllo della radiazione;
 - Rapporto tra la superficie trasparente e opaca dell'involucro non superiore a 0,2
 - Utilizzo fonti rinnovabili:
 - 50% dell'energia termica primaria necessaria per la produzione di acqua calda sanitaria deve provenire da un impianto solare termico
 - Obbligo dell'installazione di impianti fotovoltaici per edifici di nuova costruzione

Ambito di intervento

- Per **edifici di nuova costruzione o oggetto di ristrutturazione integrale** l'obbligo del costruttore e del locatore di provvedere agli adempimenti relativi al contenimento energetico è già in vigore.
- Il D.Lgs 29 dicembre 2006 n.311 ha previsto di estendere in maniera graduale l'obbligo della certificazione energetica anche agli edifici esistenti secondo le seguenti scadenze (*art.6 comma 1-bis*):
 - ✓ dal **1° luglio 2007**: edifici con superficie utile maggiore a 1000m²;
 - ✓ dal **1° luglio 2008**: edifici con superficie utile inferiore a 1000m²;
 - ✓ dal **1° luglio 2009**: singole unità immobiliari.

PARTE 3:

Stato della Tecnologia e della Ricerca

3.1. Il fotovoltaico

1. Principio di funzionamento

Un sistema fotovoltaico consente di convertire l'energia contenuta nelle radiazioni solari in energia elettrica. La trasformazione di energia avviene mediante il cosiddetto effetto fotovoltaico, cioè la capacità che hanno alcuni materiali di generare elettricità se esposti alla radiazione luminosa. Il fenomeno, presente anche alle basse temperature, si intensifica al crescere di queste, soprattutto nei metalli, sebbene sia riscontrabile anche nei corpi non-metallici, particolarmente nei semiconduttori.

Le componenti del sistema fotovoltaico dove avviene tale trasformazione sono le celle fotovoltaiche, piccoli generatori costituiti da giunzioni di materiali semiconduttori (silicio monocristallino, policristallino e amorfo, arsenurio di gallio (GaAs) e solfato di rame (Cu₂S)).

La giunzione è formata dall'unione di due cristalli: un cristallo di tipo N che contiene elettroni in più, che sono liberi di muoversi nel reticolo cristallino, ed un cristallo di tipo P, dove sono presenti delle posizioni nel reticolo cristallino lasciate libere dagli elettroni e che agiscono come cariche positive e prendono il nome di "lacune". Le celle fotovoltaiche consistono generalmente in due regioni sottili, una sopra all'altra, ognuna dotata di impurità aggiunte appositamente chiamate droganti affinché una regione sia fortemente di tipo N ed una regione di tipo P. La regione di tipo N ha un eccesso di elettroni (negativi), mentre l'altra di tipo P ha eccesso di lacune, positive, generando così un campo elettrico interno. L'assorbimento di energia dalla radiazione solare provoca in tutto il cristallo il formarsi di coppie elettrone/lacuna, in quanto consente ad un elevato numero di elettroni di muoversi liberamente all'interno del cristallo, creando di contro un ugual numero di lacune; si genera così prossimità della giunzione p-n un campo elettrico. Collegando con fili conduttori i due lati della giunzione, si crea ai due capi una differenza di tensione e lo scorrere in esso di una corrente elettrica se vi si interpone un carico elettrico (per esempio una lampadina).

Non tutta la radiazione dello spettro solare è in grado di generare delle coppie elettrone/lacuna in una giunzione p-n, solo le radiazioni di energia sufficiente (quelle di lunghezza d'onda inferiore a $1,15\mu\text{m}$ per il caso più comune del silicio) sono in grado di innescare l'effetto fotoelettrico in una cella solare.

2. I materiali

Il materiale sicuramente più utilizzato è il silicio cristallino, uno degli elementi chimici più diffusi sulla crosta terrestre sotto forma di biossido di silicio non puro (SiO_2) denominato silice (polvere amorfa marrone o in cristalli grigi). Cercando tra le celle fotovoltaiche commerciali, le tecnologie di realizzazione più comuni sono:

- Silicio monocristallino;
- Silicio policristallino;
- Silicio amorfo (film sottile);

Oltre al silicio mono/policristallino, altri materiali utilizzati per la produzione di dispositivi fotovoltaici sono arseniuro di gallio e di alluminio, solfuro di cadmio, telloruro di cadmio, solfuro di rame e materiali plastici. Quasi tutti ormai sfruttano la tecnologia del film sottile, cioè la realizzazione di sottili lamine di materiale semiconduttore su un substrato di altri materiali.

La tecnologia dei film sottili offre dei vantaggi:

- minore quantità di materiale per unità di superficie (lo strato depositato è di pochi micron contro i 200 micron circa delle celle cristalline);
- possibilità di produzione su larga scala grazie ad una realizzazione continua (deposizione del materiale attivo su nastri di substrato);
- possibilità di sovrapporre vari strati per assorbire parti diverse dello spettro della radiazione solare con le celle a giunzione multipla o celle tandem;
- la possibilità di ottenere celle semi-trasparenti, utilizzabili per integrare i sistemi fotovoltaici negli edifici sostituendo superfici vetrate;
- la possibilità di realizzare celle di aspetto uniforme, di peso contenuto e flessibili (p. es. utilizzando substrati plastici);
- una minore dipendenza delle prestazioni dalla temperatura.

Rispetto al silicio cristallino, i film sottili presentano l'inconveniente della minore efficienza (circa 5 – 7%) e della iniziale degradazione in seguito all'esposizione alla luce che riduce le prestazioni elettriche del 15 – 25% durante i primi mesi di vita del dispositivo.

Le prestazioni delle varie celle fotovoltaica sono influenzate prevalentemente dalla temperatura e dalla quantità di luce (o irraggiamento) a cui sono esposte; in particolare la corrente di corto circuito risulta proporzionale all'irraggiamento mentre la tensione a vuoto si riduce considerevolmente con l'aumentare della temperatura (per il silicio cristallino la tensione si riduce del 4 % per ogni $10\text{ }^\circ\text{C}$ di aumento della temperatura). L'efficienza di conversione, ovvero la percentuale di energia contenuta nella radiazione solare che si riesce a convertire in energia elettrica, varia tra l'8 e il 20% secondo il tipo di cella utilizzato.

Un bilancio di conversione di energia all'interno di una cella può essere rappresentato come nella Figura 3-1: partendo dalla radiazione solare incidente, una parte (circa il 10 %) viene riflessa mentre la rimanente è assorbita dalla cella: di tale energia, una parte (circa 24 %) non ha le caratteristiche adatte a far avvenire l'effetto fotoelettrico. Rimane quindi circa il 66 % che dà luogo all'effetto fotoelettrico: di tale energia una parte è dissipata sotto forma di calore come energia cinetica in eccesso degli elettroni che partecipano al fenomeno, una parte è persa come energia assorbita da elettroni che, non avendo una energia cinetica sufficiente, non riescono a raggiungere la giunzione e vengono riassorbiti (quindi non danno effetto utile).

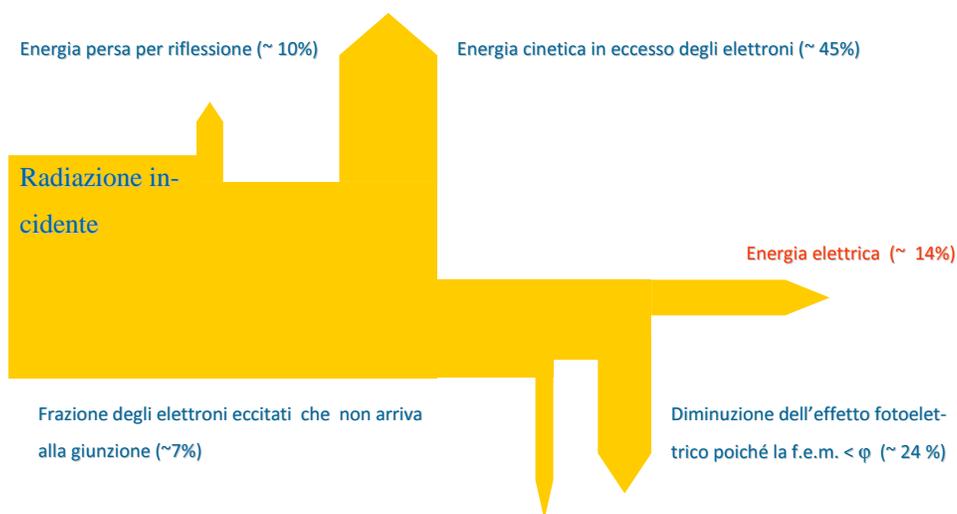


Figura 3-1 Bilancio energetico dell'assorbimento di energia in un sistema fotovoltaico

3. I moduli fotovoltaici

Come già detto il componente base di un impianto fotovoltaico è la cella fotoelettrica. A partire dalle celle finite si costituiscono i moduli, adattando la tensione e la corrente del gruppo di celle alla necessità delle utenze da alimentare. Il potenziale di una singola cella infatti è intorno a 0,5 Volt per i diversi tipi di materiali utilizzati, mentre connettendo in serie le celle, si ottiene una differenza di potenziale che è la somma dei vari potenziali. La corrente che circola è quella di una singola cella, vale a dire attorno a 3 ampere per una cella di 100 cm^2 . Il modello più diffuso di modulo fotovoltaico (il modulo cosiddetto "standard") è costituito da 36 celle disposte in serie.

Nella realizzazione del modulo si proteggono le celle dagli agenti atmosferici mediante la realizzazione di un sandwich composto, andando dalla parte esterna a quella interna, dei seguenti elementi:

- lastra di vetro: deve assicurare un'elevata trasmittanza (maggiore del 90%) ed una buona resistenza meccanica (per questo il vetro viene temperato);
- foglio sigillante: garantisce la tenuta agli agenti esterni ed assicura un buon isolamento dielettrico; spesso si usa un foglio di EVA (acetato vinilietilenico);
- celle fotovoltaiche;
- altro foglio di EVA per garantire la tenuta dello strato di celle agli agenti esterni anche sull'altro lato;
- strato posteriore: altro vetro se si vuole migliorare lo scambio termico oppure un isolante (come il Tedlar) se sussistono problemi di peso e di costi.

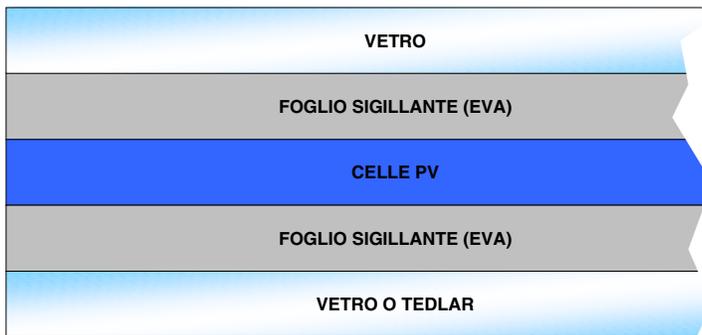


Figura 3-2 Gli strati che compongono un modulo fotovoltaico

4. Tipologie di impianti

I sistemi fotovoltaici possono essere suddivisi in sistemi isolati (stand alone) oppure connessi alla rete elettrica (grid connected) a seconda se sono collegati alla rete elettrica locale oppure sono ideati per soddisfare totalmente il bisogno energetico dell'utente che lo installa.

Per rendere compatibile l'energia generata dai moduli fotovoltaici con le apparecchiature per usi civili ed industriali occorre trasformare la corrente da continua in alternata alla tensione e alla frequenza di funzionamento della nostra rete elettrica (50 Hz). Questo si ottiene interponendo tra i moduli e la rete un inverter che costituisce una parte essenziale dell'impianto fotovoltaico stesso.

Impianto fotovoltaico connesso alla rete

Un impianto fotovoltaico connesso alla rete elettrica locale cede ad essa l'eccedenza di energia generata nelle ore di sole e ne acquistano nelle ore in cui il generatore non è sufficiente a coprire la domanda (Figura 3-3).

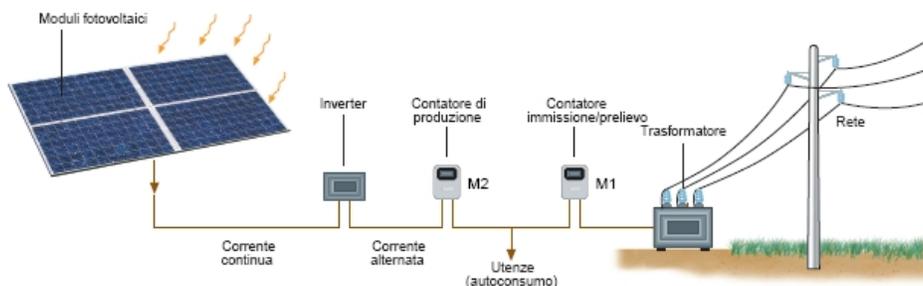


Figura 3-3 Impianto connesso alla rete elettrica

Per poter contabilizzare l'energia prodotta dall'impianto sono installati due contatori (M1 e M2). Generalmente M1 è un contatore bidirezionale che misura l'energia assorbita dalle utenze e l'energia che dall'impianto fotovoltaico fluisce verso la rete, M2 contabilizza la totale energia fotovoltaica prodotta che viene incentivata dal GSE.

La connessione alla rete degli impianti fotovoltaici è regolata dalla normativa CEI 11-20 e dalla normativa CEI 82-25. Tuttavia, ciascun distributore stabilisce le regole e le condizioni tecniche per l'allacciamento dell'impianto alla rete di distribuzione.

Impianto fotovoltaico isolato

I sistemi isolati devono coprire l'intera domanda energetica dell'utente, sia nelle ore di luce che di buio. Devono perciò prevedere un sistema di accumulo a batterie che garantisca l'erogazione di corrente anche nelle ore di minore produzione di energia. Gli elementi che costituiscono un sistema isolato sono quindi:

- i pannelli fotovoltaici,
- il regolatore di carica,
- la batteria
- un inverter (nel caso in cui le apparecchiature debbano essere alimentate in corrente alternata)

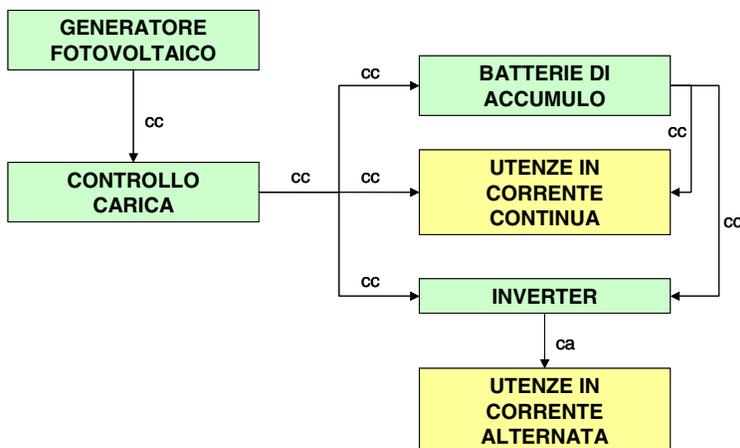


Figura 3-4 Schema a blocchi di un sistema fotovoltaico isolato

Questi sistemi sono usati nei casi in cui la rete elettrica sia assente o difficilmente raggiungibile (ad esempio rifugi di montagna, sistemi di pompaggio, sistemi di telecomunicazione, ripetitori, boe di segnalazione, ecc.).

L'elemento che caratterizza i sistemi stand alone è l'accumulatore, un sistema di batterie a piombo acido, le più usate, oppure al nichel cadmio, piuttosto costose.

Le batterie hanno bisogno di un sistema di protezione, il regolatore di carica, che regoli la tensione a cui avviene il processo di carica e scarica ed eviti sovratensioni che possano danneggiarle

Visto che le batterie frequentemente durano meno degli altri componenti di un sistema fotovoltaico (2/5 anni contro i 20/30 anni del modulo FV), esse sono considerate una delle fonti di spesa maggiori di un sistema isolato. Ad ogni modo, un buon regolatore di carica, che scongiuri frequenti sovratensioni, permette una durata maggiore dell'accumulatore.

Per l'alimentazione di utenze isolate, soprattutto villaggi e piccole isole, esistono esempi di sistemi ibridi che affiancano al sistema fotovoltaico un sistema convenzionale di generazione di energia elettrica, come ad esempio un motore diesel. Oltre all'utilità nei casi di emergenza, il generatore diesel permette di avere un'autonomia dei sistemi di accumulo minore, cosa che incide significativamente sui prezzi e sulle dimensioni del sistema e del gruppo di batterie

Impianti a inseguimento

Per aumentare la producibilità dei sistemi, è possibile montare le stringhe su supporti ad orientamento variabile, in grado di seguire lo spostamento del sole. Più stringhe, anche con diverso orientamento, costituiscono il campo che produce l'energia avviata all'utilizzatore finale o al gestore della rete elettrica. La corretta esposizione all'irraggiamento solare dei moduli fotovoltaici rappresenta un fattore chiave ai fini della prestazione dell'impianto. La decisione in merito alla fattibilità tecnica si basa sull'esistenza nel sito d'installazione dei seguenti requisiti, che dovranno essere verificati dal progettista/installatore in sede di sopralluogo:

- disponibilità dello spazio necessario per installare i moduli (occorre uno spazio netto di circa 8 - 10 m² per ogni kWp di potenza, se i moduli sono installati in maniera complanare alle superfici di pertinenze di edifici; occorre uno spazio maggiore se l'impianto è installato in più file successive su strutture inclinate collocate su superfici piane);
- corretta esposizione ed inclinazione dei moduli. Le condizioni ottimali per l'Italia sono:
 - esposizione SUD (accettata anche SUD-EST, SUD-OVEST, con limitata perdita di produzione)
 - inclinazione 30-35° gradi;
- assenza di ostacoli in grado di creare ombreggiamento.

La producibilità elettrica media annua di un impianto fotovoltaico può essere valutata attraverso un calcolo che tiene conto:

- della radiazione solare annuale del sito (determinabile correttamente ricorrendo ad opportune formule);
- di un fattore di correzione calcolato sulla base dell'orientamento, dell'angolo d'inclinazione dei moduli fotovoltaici ed eventuali ombre temporanee;
- le prestazioni tecniche dei moduli fotovoltaici, dell'inverter e degli altri componenti dell'impianto;
- le condizioni ambientali di riferimento del sito nelle quali devono operare i moduli fotovoltaici (ad esempio con l'aumento della temperatura di funzionamento diminuisce l'energia prodotta dall'impianto).

La potenza di picco di un impianto fotovoltaico si esprime in kWp (chilowatt di picco), cioè la potenza teorica massima che esso può produrre nelle condizioni standard di insolazione e temperatura dei moduli (25 °C e radiazione di 1000 W/m²).

5. Innovazione e Ricerca

Le politiche di incentivazione all'energia prodotta dai pannelli fotovoltaici che molti Paesi europei stanno portando avanti negli ultimi anni, rende quello degli impianti fotovoltaici un mercato molto appetibile e su cui investire non poche risorse per la ricerca di materiali e tecnologie sempre più efficienti.

Le ricerche più promettenti svolte sia da enti universitari che da aziende private riguardano soprattutto i materiali di cui sono fatti i pannelli fotovoltaici: molti tendono a mettere a punto celle solari che abbiano una buona produzione di energia con materiali diversi dal silicio, la cui grande richiesta sul mercato ne fa lievitare i costi nel tempo.

- Utilizzo delle nanotecnologie nella ricerca

Un grande filone che promette innovazioni sul breve periodo è quello delle nanotecnologie.

A tale proposito l'Istituto Politecnico di Rensselaer sta studiando una soluzione che dovrebbe aumentare l'efficienza delle celle fotovoltaiche del 43%. La ricerca prende in considerazione la copertura del modulo fotovoltaico, quella copertura necessaria a proteggere le celle fotovoltaiche dalle

intemperie. Il materiale utilizzato riveste una grande importanza, per via dell'indice di rifrazione e trasparenza dello stesso.

La necessità di una copertura con una elevata trasparenza alle frequenze che producono l'effetto fotovoltaico nelle celle solari è evidente. Però è di grande importanza anche la rifrazione dell'onda incidente sulla copertura di rivestimento, Tale fenomeno comporta una perdita rilevante in termini di efficienza dei pannelli fotovoltaici. All'inizio veniva utilizzato il vetro come copertura, con risultati assai poco soddisfacenti, oggi sono di comune utilizzo materiali compositi che sono molto più sottili del vetro, ma al tempo stesso più resistenti e trasparenti.

La soluzione che si sta studiando al Politecnico di Rensselaer consiste nell'utilizzo di un sottile strato di lamelle di diossido di titanio e diossido di silicio inclinate di 45° rispetto alla superficie del pannello e spesse tra i 50 e i 100 nm,. Questo strato di copertura è in grado di convogliare la luce verso le celle sottostanti, attenuando i fenomeni di riflessione e rifrazione.

Questa soluzione promette di aumentare la percentuale di assorbimento della luce da una media del 60-70% fino al 96,2%. Questo aumento di assorbimento della luce solare permetterebbe di raggiungere una efficienza di conversione del 43%.

Un altro vantaggio non trascurabile è che lo strato di lamelle permette di catturare la luce a prescindere dall'inclinazione del sole rispetto al pannello stesso.

In questo modo la quantità di energia elettrica producibile aumenta in quanto aumenta il tempo di esposizione solare utile e si risolvono anche i problemi progettuali dell'impianto connessi all'inclinazione dei pannelli. In pratica si raggiungono gli stessi risultati degli impianti fotovoltaici installati con inseguitori solari motorizzati, con pannelli semplici e fissi.

Dal dipartimento dell'energia dell'Idaho National Laboratory (U.s.a.) invece arriva una nuova ricerca che prevede l'utilizzo delle nanotecnologie per lo sviluppo di pannelli fotovoltaici a basso costo. I pannelli messi a punto sono costituiti invece che dal silicio da alcune nanoantenne a forma di spirale collocate all'interno di polietilene. All'aspetto appare come una normale busta di plastica colorata.

A parte l'economicità dei materiali utilizzati, invece del silicio può essere utilizzato qualsiasi metallo conduttore, questi pannelli promettono altri vantaggi: le nano antenne utilizzano l'energia contenuta nelle radiazioni del medio infrarosso e non solo le radiazioni del visibile come le normali celle al silicio. La produzione di energia elettrica continua così non solo fino al tramonto, ma anche nelle prime ore di buio quando ancora il calore accumulato sulla terra nelle radiazioni infrarosse permane.

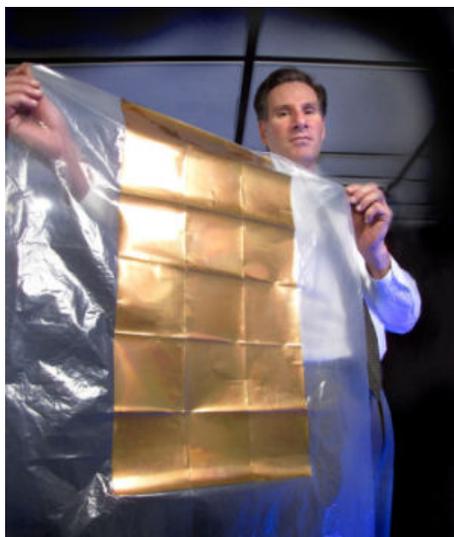


Figura 3-5 Esempio di un pannello solare in uno strato di polietilene

Nei laboratori del Los Alamos National Laboratory (Lanl) nel Nuovo Messico si sta studiando una cella solare che utilizza nanocristalli di minerali semiconduttori che sarebbe in grado di ottenere una maggiore efficienza di conversione dell'energia solare.

In una normale cella solare, per ogni fotone che colpisce lo strato di silice si libera un elettrone che va a formare il flusso di corrente, nel processo però si libera anche energia in eccesso che si disperde sotto forma di calore. La "carrier multiplication", o Meg (Generazione di eccitoni multipli), permette di trasferire l'energia in avanzo a un altro elettrone, generando ulteriore corrente e rendendo quindi la cella più efficiente. Questo fenomeno si verifica solamente in particolari cristalli che possiedono forti interazione tra gli elettroni

Celle fotovoltaiche organiche

Il campo delle celle solari organiche comprende tutti quei dispositivi la cui parte che reagisce alla luce solare è basata sui composti organici del carbonio.

Una cella organica presenta una struttura abbastanza semplice: è composta da un substrato di vetro ma anche plastica flessibile, e da una o più sottilissime pellicole, che contengono i materiali fotoattivi, frapposte tra due elettrodi conduttivi.

Le celle organiche più efficienti sono costituite da una miscela di composti in cui un pigmento assorbe la radiazione solare e gli altri componenti estraggono la carica per produrre elettricità.

Attualmente sono allo studio vari pigmenti a base vegetale: tra cui danno buone speranze le antocianine derivate dai frutti di bosco, vi sono poi vari polimeri e molecole sintetizzate in modo da massimizzare l'assorbimento dello spettro solare.

La gamma di celle solari organiche è ampia e si trova in diversi stadi di ricerca e di maturazione tecnologica, si possono suddividere in:

- le celle "dye sensitized" (la cui parte fotoelettricamente attiva è costituita da un pigmento, da ossido di titanio e da un elettrolita)
- organiche (la cui parte attiva è totalmente organica o polimerica)
- ibride organico/inorganico e ibride biologico.

Le celle dye sensitized attualmente più vicine ad uno sfruttamento commerciale per applicazione su larghe aree, sono quelle in cui il pigmento è stato sintetizzato attraverso i processi della chimica organica per aumentarne il più possibile la fotostabilità e l'assorbimento totale dello spettro solare. Efficienze massime del 10%-12% e tempi di vita di vari anni, valori comunque in costante aumento, sono stati misurati in laboratorio per questo tipo di cella.

Questo tipo di cella è particolarmente interessante per la bio-compatibilità del materiale fotoattivo per applicazioni dove questo aspetto è vantaggioso e desiderabile. Infatti un'altra componente importante che viene utilizzata frequentemente nella cella solare, per estrarre la carica generata nel pigmento dopo l'assorbimento della luce, è una pasta di ossido di titanio: un ingrediente comune e certamente eco-compatibile che si trova in innumerevoli prodotti, come dentifrici, vernici idrosolubili per interni e creme solari

Le celle fotovoltaiche invece completamente polimeriche sono recentemente arrivate al 4%-5% di efficienza massima. Per aumentarne ancora l'efficienza e la durata nel tempo in modo da renderle competitive per applicazioni commerciali, ci sono in atto ricerche su tecniche di incapsulamento del dispositivo e strategie quali l'introduzione di nano-cristalli inorganici nella matrice polimerica. Questo tipo di cella è molto interessante in quanto le tecniche di fabbricazione sono le più semplici da attuare e quindi con costi di produzione ancor più ridotti.

I materiali organici o ibridi una volta depositati assumono la forma di vere e proprie pellicole, che sono da qualche decina di volte fino ad oltre mille volte più sottili dei wafer in silicio.

I nuovi materiali e le nuove tecniche di fabbricazione previste presentano vantaggi notevoli, utilizzano per esempio processi additivi: cioè, solo il materiale che serve viene depositato, con risparmi in materiale di oltre il 90% rispetto ai metodi ordinari, riducendo così ulteriormente l'impatto ambientale.

3.2. Il solare termico

1. Principio di funzionamento

I pannelli solari termici trasformano in energia termica l'energia contenuta nella radiazione solare; vengono utilizzati principalmente per riscaldare l'acqua per usi sanitari per abitazioni singole,

comunità, alberghi e per quegli utilizzi ove ci si possa accontentare di riscaldare acqua a temperature comprese tra i 40 – 60 °C.

Quando una radiazione elettromagnetica monocromatica colpisce la materia, può essere: riflessa, rifratta e assorbita. Il processo di ripartizione dell'energia può essere descritto per mezzo di coefficienti misurabili sperimentalmente. Questi coefficienti dipendono dalla lunghezza d'onda della radiazione incidente, dall'angolo di incidenza e dalle caratteristiche elettromagnetiche del materiale (conducibilità, costante dielettrica e permeabilità magnetica).

Chiamati:

- I_0 l'intensità dell'onda che incide su di un materiale di spessore L;
- I_{rifl} l'intensità dell'onda che viene riflessa dal materiale parte di essa è riflessa indietro;
- I_{rifr} . L'intensità dell'onda che penetra attraverso la materia (onda rifratta)
- I_{tras} l'intensità dell'onda che viene trasmessa dal materiale;

si definiscono i seguenti coefficienti:

$$\rho = \frac{I_{rifl}}{I_0}$$

coefficiente di rifrazione

$$\tau_r = \frac{I_{rifr}}{I_0} = \frac{I_0 - I_{rifl}}{I_0} = 1 - \rho$$

trasmissione per rifrazione

Parte dell'intensità dell'onda rifratta viene assorbita dagli atomi o molecole del materiale e parte riesce ad attraversarlo. Il rapporto tra intensità trasmessa I_{tras} e I_{rifr} è detto trasmissione per assorbimento:

$$\tau_a = \frac{I_{tras}}{I_{rifr}}$$

trasmissione per assorbimento

Quindi alla fine del percorso di penetrazione della radiazione nel materiale di spessore L possiamo definire la trasmissione e l'assorbimento del materiale, come:

$$\tau = \frac{I_{tras}}{I_0}$$

trasmissione

$$\alpha = \frac{I_{ass}}{I_0} = \frac{I_0 - I_{tras} - I_{rifl}}{I_0} = 1 - \tau - \rho$$

assorbimento

Tutti i coefficienti descritti sopra sono compresi tra 0 e 1, in particolare un materiale si definisce trasparente ad una certa radiazione monocromatica se $\tau = 1$, riflettente se $\rho = 1$ e completamente assorbente se $\alpha = 1$.

Per ogni diverso materiale e per ogni diversa lunghezza d'onda della radiazione incidente, i coefficienti prima descritti assumono valori ben precisi.

In un pannello solare termico si cerca di avere il maggior assorbimento possibile della radiazione incidente, e quindi si mira a massimizzare l'assorbanza α .

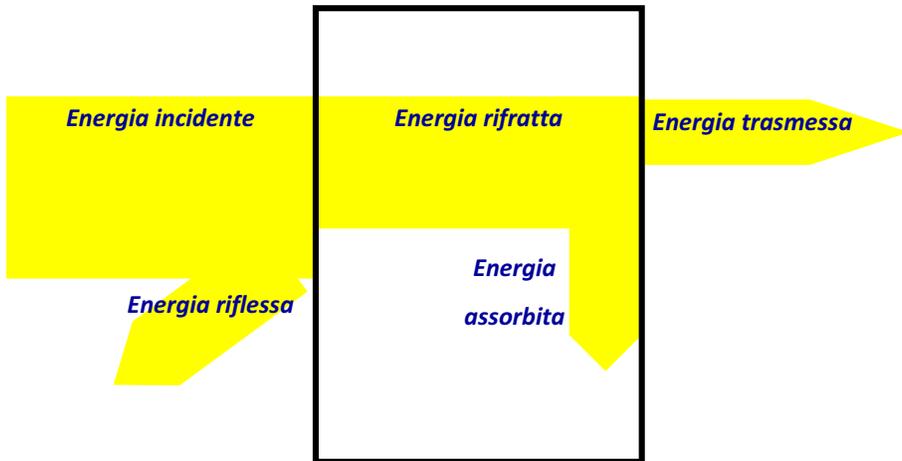


Figura 3-6 Flusso energetico di una radiazione che incide su una superficie

2. I collettori solari

I collettori, o pannelli solari sono l'elemento principale di un impianto solare termico, essi sono costituiti da una piastra captante che, grazie alla sua geometria ed alle proprietà di assorbimento del materiale con cui è costruito, assorbe energia solare e la converte in calore. Calore che poi viene ceduto ad un fluido termovettore che circola all'interno dell'impianto.

I pannelli solari si possono suddividere in diverse tipologie a seconda dei materiali usati e delle tecniche costruttive.

La prima suddivisione è tra:

- collettori piani
- collettori sottovuoto
- collettori vetrati con aria calda

I collettori piani

I collettori piani si possono poi suddividere in:

- piani non vetrati

- piani vetrati
- piani vetrati non selettivi
- piani vetrati selettivi

I collettori solari piani sono la tipologia attualmente più diffusa. Quelli vetrati sono essenzialmente costituiti da una copertura in vetro.

I pannelli scoperti sono privi di vetro e l'acqua passa direttamente all'interno dei tubi del pannello dove viene riscaldata dai raggi solari ed è pronta per essere usata. Il limite di questi pannelli è che, non essendo coibentati, funzionano con una temperatura ambiente di almeno 20 °C (al di sotto il bilancio tra energia accumulata ed energia dispersa è sfavorevole), e la temperatura massima dell'acqua non supera i 40 °C. Hanno il vantaggio di essere poco costosi e di avere un ottimo rendimento in condizioni ottimali di irraggiamento quando la temperatura esterna è alta. Sono adatti ad un uso stagionale ed esclusivamente per la produzione di acqua calda sanitaria, sono spesso impiegati nel riscaldamento delle piscine.

Un collettore piano vetrato è costituito da:

- una scatola esterna di alluminio, alluminio anodizzato, acciaio inox, oppure lamiera verniciata
- uno strato di isolante termico per impedire la dispersione di calore, di costituito da una schiuma di poliuretano, lana di roccia, polistirene estruso a celle chiuse, poliuretano, vetro cellular
- una lastra trasparente di vetro oppure di policarbonato alveolare (selettivo, che fa passare le radiazioni in arrivo e blocca quelle in uscita)
- uno strato di materiale assorbente, tipicamente rame, che è un buon conduttore di calore oppure anche di acciaio zincato, acciaio inossidabile (verniciato), alluminio

I pannelli solari vetrati hanno una struttura attorno alla piastra assorbente che ne limita le dispersioni sia per convezione con l'aria che per irraggiamento. Hanno un rendimento leggermente inferiore ai non vetrati in condizioni ottimali ma in condizioni meno favorevoli hanno un rendimento decisamente più alto arrivando a produrre acqua calda per uso sanitario circa dal marzo a ottobre.

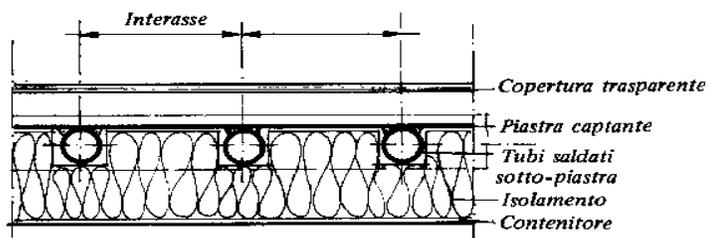


Figura 3-7 Collettori solari piani

I collettori sotto vuoto

Con i pannelli solari sottovuoto si possono ottenere maggiori prestazioni anche in condizioni di basso irraggiamento o basse temperature esterne.

Esistono principalmente due tipi di collettori sottovuoto, quelli che contengono un tubo a U in cui circola direttamente il liquido che assorbe il calore e quelli che contengono un tubo in rame chiuso alle estremità contenente un liquido in bassa pressione che evapora riscaldandosi e si condensa nella parte alta del tubo cedendo il calore all'acqua sovrastante.

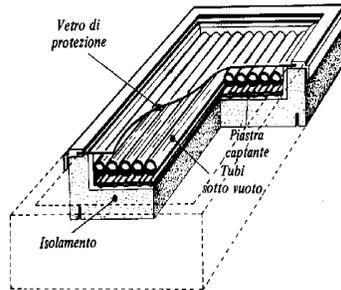


Figura 3-8 Collettore solare sottovuoto

I collettori vetrati con aria calda

I pannelli solari vetrati con aria calda all'interno dei quali circola aria anziché acqua. L'aria viene fatta circolare tra vetro e assorbitore o, in alcuni casi, in una intercapedine ricavata tra l'assorbitore ed il fondo di poliuretano isolante.

3. Tipologie di impianto

I sistemi solari termici che oggi si possono comporre con i collettori solari, sono di vario tipo e possono essere utilizzati per scopi diversi secondo le prestazioni del collettore, della località ove sarebbero ubicati e del tipo di utenza che devono soddisfare.

Un sistema termico solare è composto di soli quattro elementi principali:

- Un pannello solare
- Un serbatoio di accumulo
- Una centralina di regolazione
- Un sistema di Tubazioni e
- Pompa di circolazione(per impianti a circolazione forzata)

Il processo di cessione dell'energia solare all'utenza si compone di tre fasi elementari

- a. Riscaldamento di un fluido termovettore
- b. Accumulo di energia termica
- c. Trasporto dell'energia termica raccolta dai collettori all'utenza

La prima suddivisione che si può fare tra i diversi tipi di impianti è tra

- impianti a circolazione naturale
- impianti a circolazione forzata

Impianti a circolazione naturale

Questo tipo di impianti è caratterizzato dal fatto che la circolazione del fluido termovettore nell'impianto avviene grazie al principio per cui un liquido riscaldato diminuisce la propria densità e diventa più leggero. In questi tipi di impianto il serbatoio di accumulo dell'acqua deve essere sempre posizionato più in alto del pannello ed a breve distanza da esso. Anche le tubazioni di raccordo tra pannello e serbatoio devono mantenere la stessa inclinazione.

Come si vede nella Figura 3-9, il fluido termovettore si riscalda transitando nella piastra assorbente del pannello e diventa più leggero del restante fluido circolante nell'impianto. Tende così a salire fino quando transita nel sistema di accumulo, dove scambia calore con l'acqua che si vuole scaldare. All'uscita del sistema di accumulo il fluido è più freddo che in ingresso e tende a scendere naturalmente, riprendendo così il circolo.

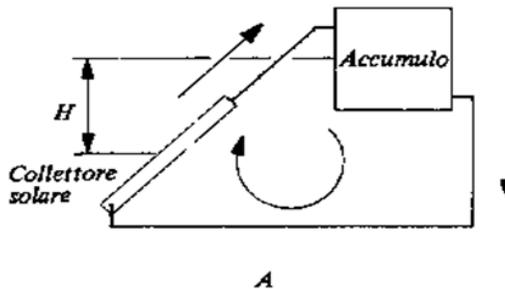


Figura 3-9 Impianto a circolazione naturale

Tra gli impianti a circolazione naturale si può fare una ulteriore distinzione tra circuiti a scambio diretto ed indiretto. Nei primi il fluido termovettore che circola nell'impianto è la stessa acqua che si vuole utilizzare. Un esempio tipico è il riscaldamento dell'acqua di una piscina.

Nel secondo tipo di impianto l'acqua utilizzata dall'utente finale non entra nell'impianto, si utilizza un fluido termovettore (sempre acqua o più comunemente glicole ed acqua demineralizzata), che assorbe calore nel pannello solare e poi rilascia il calore assorbito all'acqua da scaldare nel sistema

di accumulo, per poi rientrare in circolo nel sistema. E' l'esempio tipico di utilizzo domestico per produrre acqua calda sanitaria in sostituzione di uno scaldabagno elettrico oppure a gas.

I vantaggi degli impianti a circolazione naturale si possono riassumere in:

- velocità di scambio termico commisurata alla differenza di temperatura tra boiler di accumulo e pannelli.
- nessuna circolazione inversa durante la notte quando la temperatura del pannello è inferiore alla temperatura dell'acqua nel boiler di accumulo
- autoregolazione della circolazione.
- assenza di pompe di circolazione, centraline e sonde.
- installazione rapida ed economica.
- manutenzione ridotta al minimo

Impianti a circolazione forzata

Il principio di funzionamento di un impianto a circolazione forzata differisce da quello a circolazione naturale per il fatto che il fluido, contenuto nel collettore solare, scorre nel circuito chiuso per effetto della spinta fornita da una pompa comandata da una centralina o termostato attivata da sonde poste sul collettore e nel serbatoio. In questa tipologia di impianti non è quindi necessario che il sistema di accumulo sia posizionato più in alto del pannello solare. Questa soluzione risolve i problemi di posizionamento del sistema di accumulo che può essere spostato anche all'interno delle abitazioni, ma richiede l'utilizzo di una pompa per il ricircolo del fluido termovettore.

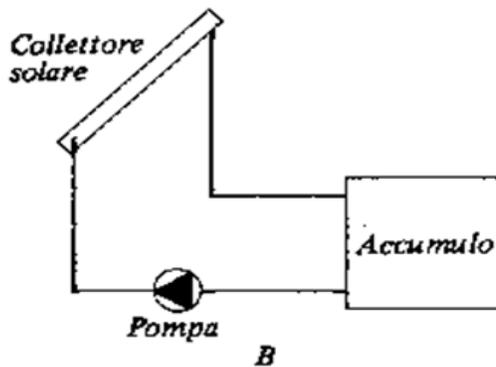


Figura 3-10 Impianto a circolazione forzata

4. Innovazione e Ricerca

L' aumento del mercato dei collettori solari e delle relative modalità di applicazione ha portato ad una diversificazione delle tipologie di collettori a seconda delle specifiche applicazioni. Collettori

ad alta temperatura saranno sviluppati accanto a collettori di grandi dimensioni (es. più economici per impianti di grandi dimensioni), collettori da integrazione in facciata e collettori "low-cost" a bassa temperatura.

Per applicazioni dove è richiesta energia termica nell'intervallo di temperatura tra 80°C e 250°C è richiesto lo sviluppo di collettori ad alta efficienza. Attualmente sono in sviluppo nuove tecnologie come collettori piani a doppia copertura vetrata, CPC stazionari o piccoli collettori parabolici per favorire la diffusione del solare termico in applicazioni come la produzione di energia termica per i processi industriali. Collettori ad alta temperatura possono essere anche usati per funzioni di refrigerazione richieste in processi industriali.

Progressi sono stati ottenuti negli ultimi anni nello sviluppo dei vetri di copertura, dalle verniciature per la protezione dal calore, ai rivestimenti antiriflesso che hanno alzato l'efficienza dei collettori del 5%.

Sono da attendersi ulteriori progressi dalla continua intensa ricerca e dagli ultimi risultati ottenuti nel campo delle nanotecnologie. Inoltre gli strati resistenti allo sporcamiento o gli strati riflettenti aumenteranno ulteriormente i livelli di efficienza per l'intero ciclo di vita del prodotto. Strati dalle caratteristiche variabili permetteranno di adattare in modo dinamico le prestazioni del collettore alle esigenze dell'utenza, tramite la variazione del livello di riflessione.

Ulteriori innovazioni, sono previste per migliorare la resistenza allo sporcamiento delle coperture assorbenti, la resistenza all'alta temperatura, la resistenza chimica e la regolazione delle prestazioni e nell'ottimizzazione delle tecniche utilizzate per unire la lastra assorbente ai tubi dell'assorbitore.

5. L'evoluzione dei costi degli impianti

Dopo il boom avutosi tra la fine degli anni '70 e l'inizio degli '80, il mercato del solare termico italiano ha subito un forte collasso a partire dal 1987, in coincidenza con la chiusura di un programma di finanziamento gestito dall'ENEL.

Per tutti i dieci anni successivi, il mercato annuale di collettori solari termici rimase al di sotto dei 10,5 MWth (15.000 m²), soprattutto a causa della pessima immagine associata alla tecnologia, dovuta a un elevato numero di impianti mal funzionanti installati nel periodo di finanziamento.

Solo dalla metà degli anni '90, quindi in ritardo rispetto ad altri Paesi europei, si è assistito ad una ripresa del mercato solare termico, grazie ad alcuni fattori chiave di successo, come la notevole crescita dei mercati locali delle Province Autonome di Trento e Bolzano o i programmi di finanziamento lanciati dal Ministero dell'Ambiente e dalle Regioni.

Da qui la necessità di realizzare uno studio del mercato del solare termico in Italia, basato su una rilevazione statistica diretta presso le aziende del settore. Ciò per soddisfare due esigenze principali: da un lato colmare un vuoto di conoscenze quantitative sistematiche che caratterizza il nostro Paese rispetto al contesto europeo, e dall'altro dare adeguato riconoscimento al peso crescente del mercato del solare termico nel panorama energetico italiano.

Questa crescita, oltre ad uno spontaneo sviluppo mostrato dal mercato, dovrà necessariamente essere aiutata da vari interventi delle Istituzioni:

1. Un ulteriore sviluppo potrà essere innescato dagli strumenti di agevolazione fiscale previsti dalla legge finanziaria e dal nuovo quadro normativo sulla performance degli edifici: la forte detrazione fiscale al 55%, di cui sopra, per interventi di installazione di pannelli solari per la produzione di acqua calda per usi domestici o industriali e per la copertura del fabbisogno di acqua calda in piscine, strutture sportive, case di ricovero e cura, istituti scolastici e università, introdotta dalla legge finanziaria 2007 e riproposta da quella del 2008.
2. Il D. lgs. 311/06, che rende obbligatorio l'utilizzo di fonti rinnovabili per la produzione di energia termica, in modo da coprire almeno il 50% del fabbisogno annuo di energia primaria richiesta per la produzione di acqua calda sanitaria.

In base ai dati raccolti dall'ESTIF (European Solar Thermal Industry Federation), e alle opportune elaborazioni effettuate, il mercato italiano del solare termico ha raggiunto nel 2008 il livello di 295 MWh installati, pari a 421.000 m². Si tratta di un dato paragonabile a quello realizzato in questi ultimi anni da Francia e Spagna, due tra i Paesi più interessanti per lo sviluppo e la diffusione della tecnologia in esame, in quanto partivano da condizioni di mercato debole assai simili a quelle Italiane. Questo dato costituisce una grande sorpresa positiva, se confrontato con quello delle stime di letteratura tecnica finora disponibili, che attribuivano al 2006 valori attorno ai 130 MWth installati, pari a 186.000 m².

Questo dato positivo sulle vendite 2008 in valore assoluto (che fa dell'Italia il quinto mercato del solare termico in Europa) deve, peraltro, essere realisticamente accostato al dato di superficie di collettori installati per abitante, valore che resta bassissimo e che ben illustra tutto il potenziale di crescita di questa tecnologia, a fronte delle favorevoli condizioni climatiche del nostro Paese.

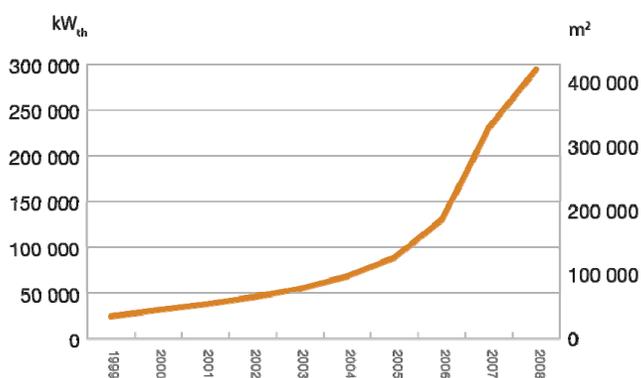


Figura 3-11 Andamento delle installazioni di impianti solari termici in Italia

Inoltre una piena risposta del mercato agli stimoli delle disposizioni legislative sopra richiamate giocherà un ruolo essenziale nel validare le previsioni formulate ad inizio anno dagli operatori. Per quanto riguarda la disaggregazione del totale dei collettori installati per tecnologia, si può rilevare come i collettori piani costituiscano l'84% delle vendite, quelli sottovuoto il 14% e i collettori non vetrati il restante 2%. Circa la tipologia d'impianto, quelli a circolazione forzata coprono circa i 2/3 del totale della superficie venduta, a fronte dell'1/3 di quelli a circolazione naturale.

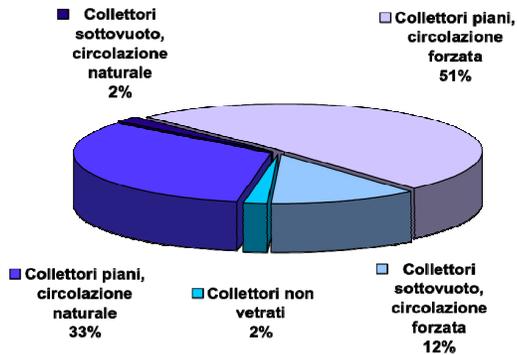


Figura 3-12 Suddivisione del Mercato italiano per Tipo di Collettore

Il grado di dipendenza dal mercato estero è senza dubbio molto elevato: la domanda di collettori solari nel 2008 è stata coperta per il 77% dalle importazioni, da paesi sia europei che extraeuropei, e per il 23% dalla produzione nazionale.

L'industria manifatturiera italiana vede la presenza di un discreto numero di aziende specializzate, distribuite su tutto il territorio nazionale. È interessante notare come i produttori nazionali riescano ad esportare circa il 16% della loro produzione.

Complessivamente gli operatori del settore (sia produttori che importatori-distributori) mostrano una buona distribuzione sul territorio, essendo presenti in 12 regioni. Nonostante il nord prevalga in termini di rilevanza delle aziende di commercializzazione, al centro e al sud si registra una quota comunque significativa della produzione manifatturiera nazionale.

Si può osservare come il mercato nazionale sia coperto per il 74% da produttori "solaristi" specializzati, sia nazionali che esteri, e per il restante 26% dalle grandi aziende "generaliste" della termotecnica.

Il dato occupazionale aggregato del 2006 è di quasi 2.000 posti di lavoro a tempo pieno (addetti diretti e indiretti, cioè nella filiera dell'installazione). Con riferimento all'attuale grado di sfruttamento della capacità produttiva e alla complessiva struttura del settore, si può pertanto stimare che ad ogni 100 m² installati corrisponda un posto di lavoro a tempo pieno.

3.3. Il solare termodinamico

1. Principio di funzionamento

La tecnologia solare a concentrazione (*concentrating solar power*, CSP) sfrutta l'energia diretta del sole. Il principio di funzionamento è ben noto sin dall'antichità, quando nel 212 a.C., secondo quanto tramandato dallo storico Plutarco, lo studioso Archimede infuocò una flotta romana utilizzando degli scudi metallici concavi (Anderson 1977). I principi dell'ottica stabiliscono che i raggi di luce che viaggiano parallelamente all'asse di uno specchio sferico si riflettono sullo specchio per passare attraverso il fuoco dello stesso posto ad una distanza $R/2$ dallo specchio, dove R è il raggio dello specchio stesso. L'energia di tutti i raggi incidenti si combina in tale punto, realizzando una effettiva concentrazione dell'energia luminosa. Tale concentrazione produce calore. In definitiva, i CSP utilizzano differenti configurazioni di specchi/riflettori per convertire l'energia solare in calore ad alta temperatura. Tale calore può quindi essere utilizzato direttamente oppure essere convertito in energia elettrica.

Nella Figura 3-13 è mostrato uno schema generale del funzionamento di un impianto solare a concentrazione. Negli impianti odierni, nel punto di concentrazione è posto un ricevitore/assorbitore nel quale si opera la cessione del calore dei raggi solari concentrati ad un fluido termovettore il quale, a seconda del tipo di fluido (aria, acqua olio minerale), può raggiungere temperature fino a 1000 °C. Il risultato è una superficie ricevente molto più piccola di quella riflettente, il che si traduce in rapporti di concentrazione (ossia il rapporto tra la superficie di ammissione dell'irraggiamento solare non concentrato e la superficie di assorbimento del dispositivo) che raggiungono il valore di 1000.

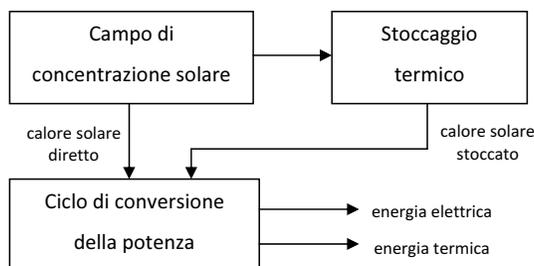


Figura 3-13 Schema generale di funzionamento degli impianti solari a concentrazione

Il fluido termovettore riscaldato è dunque inviato in una centrale per la conversione del calore in una forma, termica ed elettrica, maggiormente fruibile. Tipicamente si utilizza il calore captato per far evaporare dell'acqua. Il vapore è poi inviato in turbine per la conversione dell'energia termica in energia elettrica. Infine, il calore residuo del vapore può essere utilizzato per fini termici, sia di riscaldamento che di raffreddamento. Infine, il calore raccolto durante il giorno può anche essere

stoccato in mezzi sia liquidi che solidi, e.g. sali fusi, cemento, ceramiche, per essere estratto nelle ore di assenza del sole per permettere la continuità di produzione dell'energia.

Come già accennato, per la sua concezione, la tecnologia solare a concentrazione sfrutta solo la componente diretta della radiazione solare (*direct normal irradiation*, DNI), ovvero la componente che non è deviata da nubi e particolati presenti nell'atmosfera e che raggiunge la superficie terrestre sottoforma di raggi paralleli tra loro. Tale caratteristica è la differenza fondamentale con le tecnologie solari termiche e fotovoltaiche di uso comune, le quali sfruttano anche le componenti diffusa e riflessa. Per questo motivo i siti più adatti per l'installazione dei CSP sono quelli che ricevono una DNI di almeno 2000 kWh/m² e che presentano bassi tassi valori di umidità, polveri e fumi nell'atmosfera. In Figura 3-14 è riportata una mappa che indica i siti più appropriati per le installazioni di sistemi CSP. Infatti, la sola presenza di elevati valori di radiazione solare non è sufficiente per permettere l'installazione di un impianto CSP. Altri fattori che influenzano la scelta di un sito sono di tipo orografico, atmosferico, infrastrutturale e anche idrico, infatti per la pulizia degli specchi è richiesta la presenza di acqua.

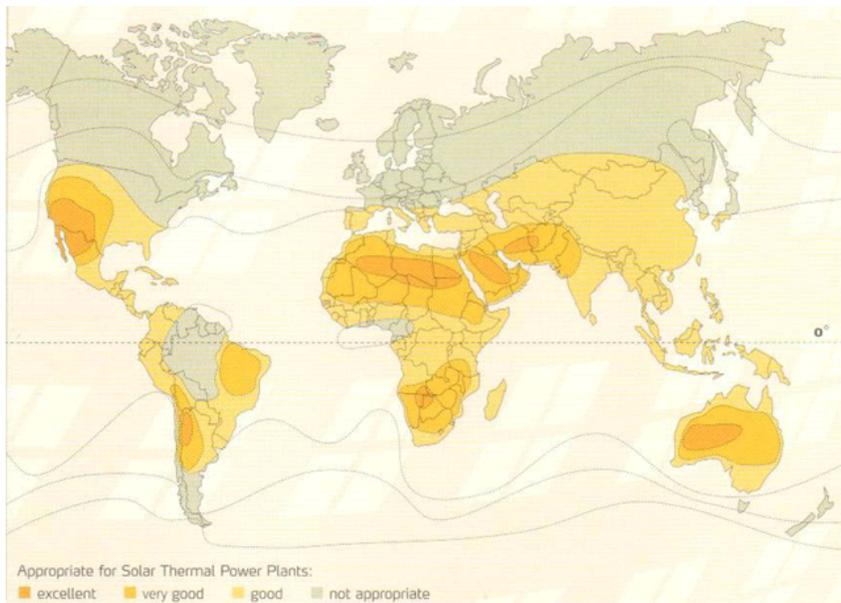


Figura 3-14 Siti appropriati per l'installazione di sistemi solari a concentrazione (Morse 2004)

2. Tipologie di impianto

I componenti principali di un impianto CSP sono di seguito presentati.

- **Campo di concentratori solari**, ovvero gli schieramenti di specchi o riflettori che effettivamente captano la radiazione solare e la focalizzano sul ricevitore solare

- **Ricevitore solare**, cioè il dispositivo del sistema che trasforma la radiazione solare in calore. In alcuni casi il ricevitore è parte integrante del campo di concentratori solari. Nel ricevitore scorre un fluido termovettore per il trasporto del calore dal ricevitore al sistema di conversione dell'energia.
- **Sistema di conversione dell'energia**, il quale trasforma il calore in forme di energia maggiormente fruibili. Solitamente si tratta di un ciclo Rankine o Brayton.

Gli impianti solari a concentrazione si distinguono in base alla tipologia di sistema per la captazione della radiazione solare. I concentratori si differenziano inoltre in sistemi a fuoco lineare o puntuale. I sistemi con fuoco lineare hanno rapporti di concentrazioni di circa 100 e raggiungono temperature del fluido termovettore fino a 500 °C. I sistemi con fuoco puntuale possono concentrare fino a più di 1000 e raggiungere temperature maggiori di 1000 °C.

Le tipologie di concentratori sono quindi:

- concentratori parabolici lineari;
- concentratori parabolici a disco;
- concentratore con ricevitore centrale a torre.

Per quanto riguarda i fluidi termovettori, questi possono essere diversi. L'acqua è a volte utilizzata per la produzione diretta di vapore nei concentratori, tuttavia presenta problemi di cambiamento di stato nelle tubazioni. Il sodio liquido ha un buon comportamento di trasferimento del calore, ma tutte le tubazioni devono essere mantenute ad una temperatura maggiore della temperatura di liquefazione del sodio, comportando un notevole dispendio energetico. Inoltre, la possibilità di perdite provoca il rischio di incendio. L'utilizzo di sali fusi evita il rischio di incendi ed è quindi utilizzabile per lo stoccaggio termico. I sali nitrati impiegati hanno il punto di liquefazione di 260 °C; tuttavia portano alla corrosione degli impianti in caso ci sia una perdita. Si ricorre infine anche ad aria o olii diatermici.

Si fa presente la possibilità di abbinare all'impianto solare a concentrazione un impianto convenzionale a combustibili fossili o gas naturale.

Lo stoccaggio termico sarà brevemente presentato in un paragrafo dedicato.

Concentratori parabolici lineari

I concentratori parabolici lineari sono ad oggi la più avanzata tecnologia nel campo della concentrazione solare, grazie al loro sviluppo a scala commerciale (Solar Paces, 2009). Il concentratore parabolico lineare, di cui si mostra uno schema in Figura 3-15, è realizzato ricoprendo una superficie parabolica di una determinata lunghezza con degli specchi. I concentratori sono strutture modulari rialzate da terra tramite delle strutture di sostegno ai capi dei moduli e installate in file.

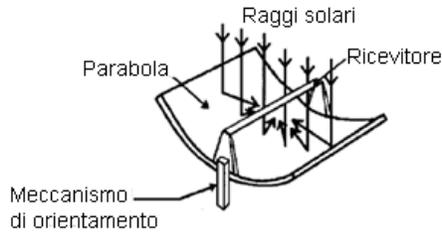
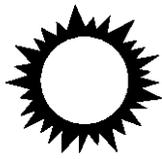


Figura 3-15 Schema di un concentratore parabolico lineare

Lungo la linea del fuoco è posizionato un ricevitore tubolare all'interno del quale passa un fluido termovettore, il quale viene inviato ad una centrale per la conversione del calore captato, tipicamente scambiatori di calore per la generazione e di vapore, il quale è inviato ad una turbina collegata ad un generatore per la conversione in energia elettrica. E' inoltre possibile sia integrare il sistema con un impianto per lo stoccaggio termico, sia integrarlo con un sistema a combustibili fossili, entrambi utili per mantenere in funzione l'impianto anche nelle ore di insolazione insufficiente o assente. Il diagramma di processo tipico per un impianto solare con concentratori parabolici lineari è mostrato in Figura 3-16.

Il ricevitore è costituito da un tubo metallico nero, inserito in un tubo di vetro. Il tubo di vetro intorno al ricevitore, permette di ridurre le perdite di calore per convezione, tuttavia la presenza del vetro determina una perdita di trasmittanza di circa 0,9 a vetro pulito, dovuta al passaggio dei raggi attraverso il vetro. Solitamente il vetro ha un rivestimento antiriflesso per migliorare la trasmittanza. Infine, per ridurre ulteriormente le perdite per convezione e incrementare le prestazioni del collettore, specialmente per applicazioni ad alta temperatura, si crea il vuoto nella cavità tra il tubo di vetro ed il tubo del ricevitore.

Le temperature che è possibile raggiungere variano tra i 50 e i 400 °C, con rapporti di concentrazione che raggiungono il valore di circa 100.



Sunlight:
2.7 MWh/m²/yr

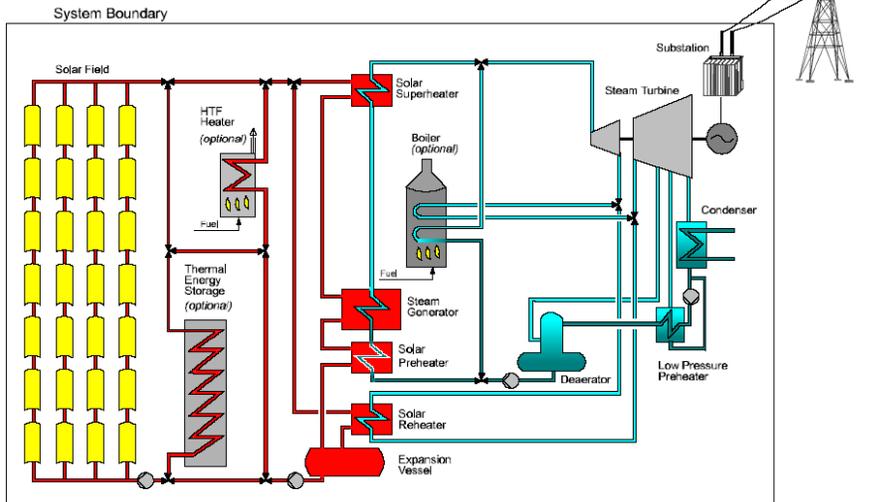


Figura 3-16 Tipico schema di impianto per un sistema con concentratori parabolici lineari (Solar Paces, 2009)



Figura 3-17 Campo si concentratori parabolici lineari

Per quanto riguarda la movimentazione dei concentratori, è sufficiente utilizzare un sistema di inseguimento solare uni-direzionale, permettendo di realizzare moduli lunghi da installare in serie. I collettori possono essere orientati in direzione Est-Ovest seguendo il sole da Nord a Sud, o viceversa. I vantaggi del primo tipo di inseguimento è che sono richiesti aggiustamenti minimi del posizionamento durante il giorno e l'apertura è sempre rivolta verso il sole a mezzogiorno, ma le prestazioni durante le prime ore del giorno e le ore serali sono notevolmente ridotte a causa dell'elevato angolo di incidenza. Al contrario, i collettori orientati in direzione Nord-Sud hanno le maggiori perdite per l'angolo di incidenza a mezzogiorno e forniscono le migliori prestazioni durante le prime ore mattutine e le ore serali, quando il sole è a Est o Ovest. Durante il periodo di un anno un collettore orientato in direzione Nord-Sud capta mediamente più energia di uno orientato in direzione Est-Ovest. Tuttavia, il primo ha una produzione di energia elevata nel periodo estivo e scarsa nel periodo invernale, mentre i collettori orientati in direzione Est-Ovest in inverno raccolgono più energia rispetto agli altri, permettendo una produzione più costante durante l'anno. Per questi motivi, la scelta dell'orientamento è fortemente dipendente dall'applicazione che se ne intende fare.

Concentratori parabolici a disco

La tecnologia dei concentratori parabolici a disco è allo stato di prototipazione dimostrativa. Come mostrato nella Figura 3-18, si tratta di elementi parabolici, di diametro di 8-10 m, con la parete concava ricoperta di specchi.

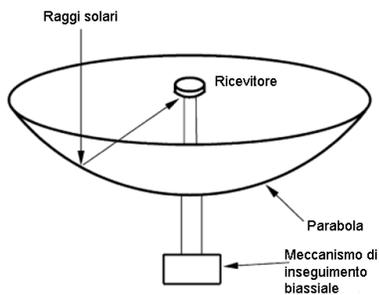


Figura 3-18 Schema di un concentratore parabolico a disco

La focalizzazione è puntuale con inseguimento solare bi-assiale per permettere di concentrare tutti i raggi sul ricevitore posizionato nel punto focale del disco.

L'inseguimento solare è di due tipologie: inseguimento "altitudine/azimut" oppure "polare/equatoriale". Nel primo tipo, il disco è montato con un pivot ad asse orizzontale per permettere le correzioni di altitudine, ed un pivot ad asse verticale per le correzioni di azimuth. Questo tipo di inseguimento ha lo svantaggio di dover lavorare su due assi per l'intera durata del giorno ed inoltre le correzioni azimutali devono essere molto rapide a metà giornata, quando è grande l'elevazione del sole. Tuttavia è spesso utilizzata per ragioni di semplicità strutturale. Il secondo sistema ha un asse principale di rotazione, asse polare, l'angolo del quale è corretto su base giorno-

liera per far sì che sia a 90° rispetto all'elevazione del sole a mezzogiorno. A questo punto l'inseguimento durante il giorno prevede l'orientamento del disco verso il sole dall'alba al tramonto sul solo asse equatoriale.

Le variazioni delle tipologie di concentratori a disco, di cui si riportano due esempi in Figura 3-19, sono molto simili a quelle degli eliostati dei concentratori a ricevitore centrale:

- una telaio di supporto ad un certo numero di specchi rigidi mantenuti in un orientamento parabolico;
- una singola superficie parabolica rigida coperta da specchi;
- una singola membrana tesa tirata in una forma parabolica e ricoperta di specchi;
- un telaio di supporto ad una serie di piccole membrane tese ricoperte i specchi.

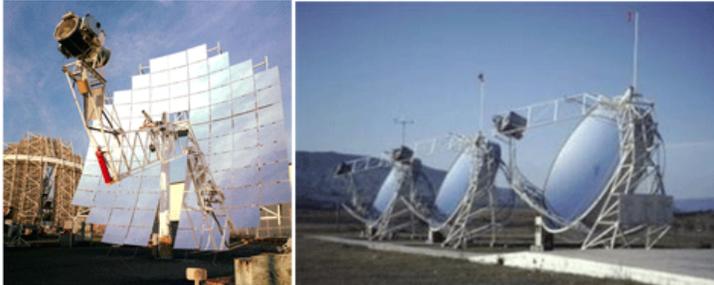


Figura 3-19 Concentratori parabolici a disco

Il ricevitore assorbe l'energia della radiazione solare, convertendola in energia termica contenuta in un fluido termovettore che può raggiungere temperature di 1500°C . Il sistema di conversione in energia elettrica può essere centralizzato o più frequentemente diretto.

Nel sistema centralizzato, in corrispondenza del ricevitore si produce vapore, inviato poi al sistema centrale di conversione in energia elettrica. Il sistema diretto prevede che il ricevitore sia integrato in un piccolo motore di tipo Stirling o Brayton. Il ricevitore Stirling trasferisce l'energia solare concentrata ad un gas oscillante ad alta pressione, solitamente elio o idrogeno. Nel ricevitore Brayton il flusso è stazionario e relativamente a bassa pressione.

Esistono due tipi di ricevitore Stirling, ricevitore ad illuminazione diretta (*direct illumination receivers*, DIR) e ricevitori indiretti che utilizzano un fluido termovettore intermedio. Nei ricevitori DIR i tubi del motore Stirling sono adattati per assorbire il flusso solare concentrato. A causa dell'elevata capacità di trasferimento del calore, all'alta velocità e alla alta pressione di elio o idrogeno, i ricevitori DIR sono capaci di assorbire alti livelli di flusso solare, i.e. circa 75 W/cm .

I ricevitori Brayton sono meno sviluppati degli Stirling. Il ricevitore Brayton che ha avuto più successo è stato quello ad assorbimento volumetrico, in cui la radiazione solare concentrata passa attraverso una finestra di quarzo siliceo fuso ed è assorbita da un mezzo poroso.

Il motore in un sistema disco/motore converte il calore in potenza meccanica in maniera simile ai notori convenzionali, ovvero comprimendo il fluido di lavoro quando è freddo, scaldandolo e poi espandendolo in una turbina o un pistone per produrre lavoro. La potenza meccanica è convertita

in potenza elettrica con l'ausilio di un generatore o un alternatore. Attualmente le potenze elettriche di tali sistemi sono di 25 kW_e per i sistemi Stirling e 30 kW_e per i sistemi Brayton.

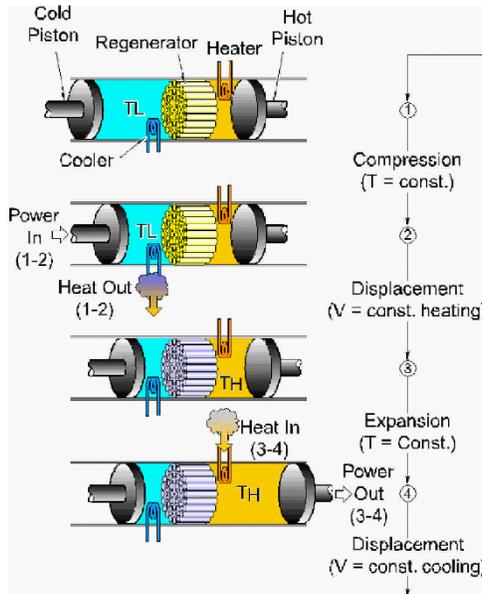


Figura 3-20 Principali fasi di lavoro del ciclo Stirling (Solar Paces, 2009)

Gli odierni motori a ciclo Stirling utilizzati nei concentratori a disco lavorano ad alta temperatura e alta pressione, e.g. 700 °C e 20 MPa, sono scaldati esternamente ed utilizzano elio oppure idrogeno come fluido di processo. Il fluido di processo è alternativamente scaldato e raffreddato da processi a temperatura costante e volume costante. In Figura 3-20 sono mostrati i quattro processi base di un motore a ciclo Stirling. Solitamente la potenza è estratta cinematicamente da un albero rotante. Tali sistemi raggiungono efficienze di conversione dell'energia da termica ad elettrica del 40%.

I motori a ciclo Brayton, sono motori a combustione interna che forniscono potenza tramite la combustione controllata di un combustibile. In tali motori la fase iniziale consiste nella compressione dell'aria, in seguito viene aggiunto il combustibile e infine la miscela è incendiata. Il gas caldo risultante si espande rapidamente ed è impiegato per fornire potenza. Nei sistemi a disco/Brayton, di cui la Figura 3-21 mostra uno schema, il calore del sole è utilizzato per sostituire il combustibile.

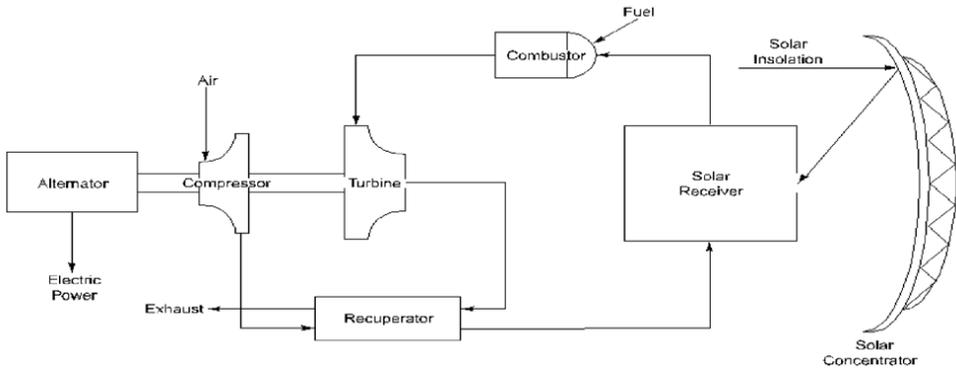


Figura 3-21 Schema di funzionamento di un sistema disco/Brayton (Solar Paces, 2009)

Il calore del gas esausto proveniente dalla turbina è utilizzato per preriscaldare l'aria nel compressore. Ciò aumenta l'efficienza del sistema. Tali sistemi operano a temperature di circa 850 °C e la loro efficienza è di oltre il 30%.

In entrambi i sistemi è presente anche un generatore per la conversione della potenza meccanica in energia elettrica.

I concentratori parabolici a disco presentano diversi importanti vantaggi:

- essendo sempre ben orientati rispetto alla posizione del sole, sono i più efficienti tra i sistemi di collezione solare;
- il rapporto di concentrazione ricade tipicamente in un intervallo di 600-2000, garantendo quindi una elevata efficienza di assorbimento dell'energia termica e di conversione dell'energia;
- hanno unità di collezione ricezione modulari, che possono operare sia indipendentemente sia come componenti di un più ampio campo di concentratori (Kalogirou 2004).

La modalità con convertitore centralizzato raccoglie l'energia solare sui singoli ricevitori e la invia al sistema di conversione attraverso il fluido termovettore. L'esigenza di far circolare tale fluido nel campo di concentratori impone delle complicazioni impiantistiche dovute all'inserimento di tubazioni, stazioni di pompaggio e perdite termiche.

L'utilizzo più frequente di questa tipologia di concentratori è nella modalità "motore a disco", ovvero con l'impiego di un piccolo generatore nel punto focale di ogni disco. L'unità di conversione comprende il ricevitore termico e il motore. Il ricevitore assorbe i raggi solari concentrati, li converte in calore e trasferisce il calore stesso al motore. Il ricevitore è solitamente composto da una serie di tubi con un fluido refrigerante all'interno, solitamente idrogeno o elio. Il motore utilizza l'energia termica trasformandola in energia meccanica e di seguito attraverso un alternatore, in energia elettrica. Il sistema dei motori a disco ha lo svantaggio di non permettere lo stoccaggio di energia termica, tuttavia può essere ibridato in modo da riscaldare il fluido termovettore attraverso l'impiego di combustibili fossili durante le ore di assenza di radiazione solare. Il motore più co-

munemente utilizzato in questo tipo di tecnologia è lo Stirling, anche se è stata ventilata la possibilità di applicare microturbine e concentratori fotovoltaici.

Concentratori a ricevitore centrale

La tecnologia solare a concentrazione con ricevitore centrale è allo stato di impianti dimostrativi in scala. Lo schema generale di funzionamento è mostrato nella seguente figura

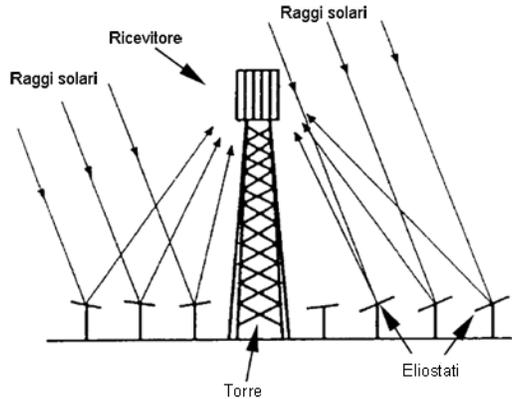


Figura 3-22 Schema di una centrale solare

Gli impianti sono formati da un campo di specchi, eliostati, costituito da un elevato numero di superfici riflettenti leggermente concave, ognuna delle quali dispone di un sistema di inseguimento solare preposto al mantenimento degli specchi in posizione ortogonale rispetto alla radiazione diretta del sole. La movimentazione, che può essere attuata in modo computerizzato oppure tramite elementi fotosensibili che istantaneamente misurano l'errore di orientamento del singolo specchio, permette di captare in maniera ottimale i raggi solari durante l'intero arco della giornata. Gli eliostati concentrano la radiazione solare su un unico ricevitore posto sulla sommità di una torre.

I ricevitori sono di due tipi: esterni e a cavità. I ricevitori esterni consistono in pannelli formati da molti tubi verticali di piccolo diametro, i.e. 20-56 mm, accostati tra loro fino a formare un cilindro. Le estremità dei tubi sono connesse a delle testate che forniscono fluido termovettore freddo all'estremità inferiore di ogni tubo e prelevano il fluido termovettore riscaldato all'estremità superiore degli stessi. I ricevitori a cavità hanno la superficie di assorbimento del calore posta in un alloggiamento cavo e permettono di ridurre le perdite per convezione all'assorbitore.

Esistono due possibilità di distribuzione degli eliostati rispetto alla torre, come mostrato nelle figure seguenti. La prima prevede che gli eliostati circondino la torre e, in questo caso, il ricevitore è di forma cilindrica. La seconda prevede che gli eliostati siano posizionati su un solo lato, a Nord della torre (se l'impianto è situato nell'emisfero Nord della Terra) e, in questo caso il ricevitore è costituito da un piano verticale anche esso posto sul lato Nord della torre.



Figura 3-23 Differente distribuzione degli eliostati

La progettazione degli eliostati prevede due approcci generali. Il più comune è costituito da faccette di specchio rigide montate su una struttura piana collocata su un supporto mobile che permette l'orientamento bidirezionale verso il sole dell'eliostato. La seconda alternativa è chiamata "membrana tesa", mostrata in Figura 3-24, ed implica che una membrana sia tesa su una cornice circolare. La membrana è costituita da un sottile strato di acciaio inossidabile o da un film polimerico al quale sono incollati piccoli specchi. La superficie della membrana è quindi curvata creando il vuoto all'interno della cornice che la sostiene.



Figura 3-24 Eliostato a membrana stirata

Il ricevitore assorbe la radiazione concentrata, trasferendone l'energia ad un fluido termovettore, il quale è trasportato al sistema di conversione della potenza. Il sistema di trasporto è principalmente costituito da tubazioni, pompe e valvole che creano un ciclo chiuso tra il ricevitore, lo stoccaggio e il sistema di conversione. Il sistema di conversione della potenza consiste principalmente in un generatore di vapore, una turbina con gli strumenti per l'immissione in rete dell'energia elettrica prodotta, ed infine un sistema di condensazione. In Figura 3-25 si mostra un tipico schema di un impianto con ricevitore centrale che utilizza Sali fusi come fluido termovettore.

Il rapporto di concentrazione per questa tecnologia varia tra i 600 ed i 1000, permettendo di scaldare il fluido termovettore fino a temperature di 800-1000 °C.

Il calore solare raccolto dal fluido termovettore è inviato al sistema di conversione dell'energia per l'ottenimento dell'energia elettrica. Il sistema di conversione dell'energia comunemente adottato negli impianti di concentrazione con ricevitore centrale è il ciclo Rankine, il quale prevede che il

fluido termovettore scambia il suo calore con l'acqua in una serie di scambiatori di calore (economizzatore, evaporatore, surriscaldatore), producendo vapore surriscaldato. A tal punto, il fluido termovettore raffreddato è rinviato al sistema di concentrazione solare, mentre il vapore è inviato a delle convenzionali turbine per la conversione dell'energia termica in energia meccanica e quindi elettrica con l'ausilio di un generatore. In seguito al passaggio in turbina il vapore viene fatto passare in un ulteriore scambiatore di calore (condensatore) per essere trasformato nuovamente in acqua ed essere rinviato in testa al ciclo.

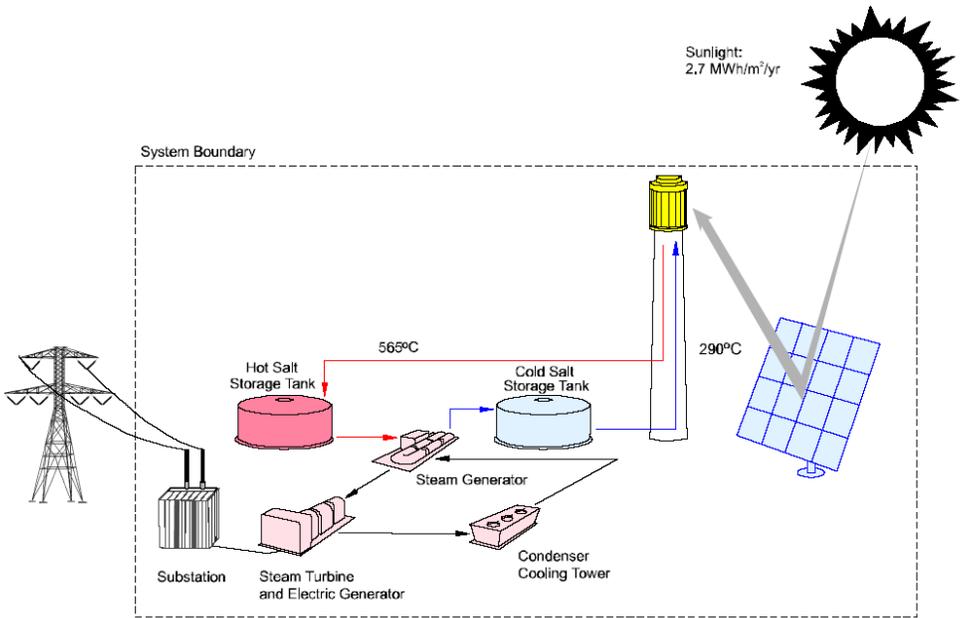


Figura 3-25 Tipico schema di impianto per un sistema con ricevitore centrale (Solar Paces, 2009)

I molteplici vantaggi derivanti dall'utilizzo dei concentratori a ricevitore centrale sono descritti di seguito.

- la captazione ottica dell'energia solare e il trasferimento della stessa su un unico ricevitore, permette di minimizzare le esigenze dovute al trasferimento dell'energia termica.
- l'elevato rapporto di concentrazione permette efficienze elevate sia per la captazione che per la conversione in energia elettrica.
- permettono di stoccare grandi quantità di energia termica.
- la loro estensione (generalmente superiore ai 10 MW) permette di accedere a benefici economici di scala.

Gli svantaggi consistono nelle dimensioni del sistema che per il suo principio di funzionamento non può beneficiare della modularità che invece hanno i sistemi di concentrazione parabolica a disco e

lineare. Inoltre, l'immobilità del ricevitore comporta che gli eliostati non puntino direttamente al sole, limitando la quantità di energia solare concentrata per unità di superficie.

Stoccaggio termico

Lo stoccaggio termico prevede la possibilità di utilizzare diversi sistemi e diversi materiali per la conservazione dell'energia termica e la sua restituzione differita nel tempo. I sistemi per lo stoccaggio si differenziano in tre tipologie qui brevemente descritte.

Diretto a due serbatoi: l'energia solare termica è immagazzinata nello stesso fluido usato per captarla, che viene raccolto in due serbatoi – uno ad alta temperatura e uno a bassa temperatura. Il fluido, dal serbatoio a bassa temperatura scorre attraverso il collettore solare dove si scalda, quindi arriva al serbatoio ad alta temperatura. Da lì parte verso uno scambiatore di calore, dove genera vapore per la produzione di energia elettrica. Infine, una volta raffreddatosi, torna al serbatoio a bassa temperatura. Inizialmente in questo sistema era utilizzato esclusivamente olio minerale (Caltoria) come fluido termovettore. Attualmente, in seguito al miglioramento delle prestazioni legato all'innalzamento delle temperature operative, si è passati all'utilizzo di un nuovo fluido termovettore, il quale però sprigiona vapori ad alta pressione, impedendo l'uso di grandi serbatoi non pressurizzati, necessari per gli impianti di concentratori parabolici lineari.

Indiretto a due serbatoi: in questo sistema, a differenza del sistema diretto, sono utilizzati due fluidi diversi: uno per lo scambio di calore e uno per lo stoccaggio. Questa tipologia di stoccaggio è utilizzata in impianti in cui il fluido termovettore è troppo costoso o non fruibile per l'immagazzinamento. Il fluido di stoccaggio, dal serbatoio a bassa temperatura, scorre attraverso uno scambiatore di calore aggiuntivo dove è riscaldato dal fluido termovettore che si trova ad alta temperatura. Quindi il fluido di stoccaggio va verso il serbatoio di immagazzinamento, mentre il fluido termovettore, raffreddatosi, torna al collettore solare dove viene nuovamente portato ad alta temperatura. Il ciclo prosegue come nel sistema diretto a due serbatoi.

Il fluido termovettore solitamente utilizzato è l'olio organico mentre per il fluido di stoccaggio sono impiegati i sali fusi.

Termoclino a serbatoio singolo: questo sistema raccoglie l'energia solare termica in un mezzo solido, comunemente sabbia silicea, posto in un unico serbatoio. In ogni istante una porzione del mezzo è ad alta temperatura mentre l'altra è a bassa temperatura. Le due regioni sono separate da un gradiente termico o termoclino. Il fluido termovettore ad alta temperatura scorre attraverso il termoclino dall'alto verso il basso, raffreddandosi. Questo processo sposta il termoclino verso il basso e immagazzina energia nel sistema. Invertendo il flusso il termoclino si sposta verso l'alto e si preleva energia per la produzione di vapore ed elettricità. Effetti di galleggibilità creano una stratificazione termica del fluido nel serbatoio, che aiuta a stabilizzare e mantenere il termoclino.

L'uso di un mezzo di stoccaggio solido e la necessità di un solo serbatoio riducono i costi rispetto ai sistemi a due serbatoi.

Sulla base dello stoccaggio termocline sono stati sviluppati due ulteriori tipi di conservazione dell'energia che si differenziano per il mezzo di stoccaggio:

- *calcestruzzo*: in tale sistema un fluido termovettore standard scaldato nei ricevitori del campo solare, è fatto passare attraverso un sistema di tubi inglobati in una struttura solida per trasmettergli o estrarne l'energia termica durante il funzionamento dell'impianto. I test sono stati effettuati su due tipi di materiale: ceramica e cemento. Quest'ultimo è risultato preferibile per via dei costi inferiori, della maggiore resistenza e del più facile trattamento. Inoltre il calcestruzzo permette un buon contatto con la superficie dei tubi, requisito fondamentale per un alto coefficiente di trasferimento di calore.
- *materiali a cambio di fase*: sistema in cui l'energia termica è trasferita tramite un fluido termovettore ad una serie di scambiatori di calore in cascata contenenti materiali a cambio di fase (*phase-change materials*, PCM) che fondono a temperature leggermente differenti. Per estrarre energia dal serbatoio il flusso del fluido viene invertito. I materiali a cambio di fase permettono di immagazzinare grandi quantità di energia in volumi relativamente ridotti, dimostrandosi uno tra i mezzi di stoccaggio meno costosi.

3. Costi di impianto ed esercizio

La generazione elettrica da CSP, oltre ad essere più costosa dei sistemi di generazione convenzionale, è anche più costosa di alcuni altri sistemi che sfruttano le risorse rinnovabili, a causa degli elevati costi capitali. Tuttavia, allo stato attuale lo sviluppo delle tecnologie di concentrazione solare vede i concentratori parabolici lineari in fase di commercializzazione, i sistemi di concentrazione con ricevitore centrale a torre in fase di sviluppo in scala reale e i concentratori a disco in fase di sviluppo prototipale. Ciò comporta che, tralasciando i concentratori parabolici lineari, manchi informazioni che permettano una definizione precisa dei costi di tali tecnologie. Per questo motivo, generalmente, i documenti che presentano delle valutazioni di costo prendono in considerazione solo i sistemi a concentratori parabolici. Inoltre, nonostante i nove impianti SEGS (*solar energy generating systems*) negli Stati Uniti d'America siano stati costruiti nove impianti a concentratori parabolici lineari tra il 1984 ed il 1990, il costo dettagliato di tali impianti non è noto, quindi non è neppure possibile determinare con precisione l'andamento dei costi degli impianti negli anni passati.

In generale gli impianti hanno costi variabili in base ai componenti presenti, i.e. stoccaggio, tipo di fluido termovettore &c.

Prendendo come riferimento l'impianto Andasol 1, costruito in Spagna ed entrato in funzione nel 2008, il costo di un impianto da 50 MW con 510120 m² di specchi ed uno stoccaggio termico 7,5 ore e 375 MWh è di 300 M€. Il costo specifico risultante è di 6000 €/kW. Il costo dell'energia elettrica prodotta, considerando in tale valore anche gli investimenti, è di circa 13 c€/kWh (Solar Millennium, 2008).

Le maggiori voci di spesa per un impianto a concentratori parabolici lineari, come mostrato in Figura 3-26, sono il campo solare per il 53%, il sistema di stoccaggio termico per il 23% ed il blocco di produzione di potenza per il 14%.

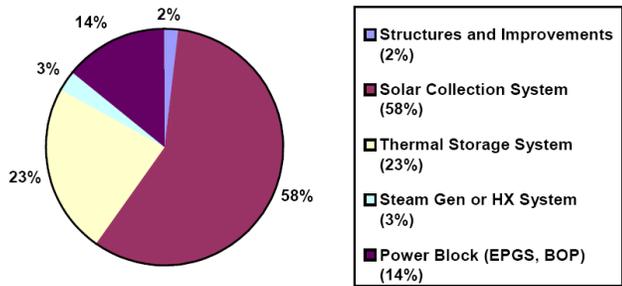


Figura 3-26 Incidenza delle principali categorie di costo per impianti a concentratori parabolici lineari (NREL, 2003)

Più nello specifico, per ciò che riguarda il campo solare, il ricevitore incide per il 20% del costo, gli specchi per il 19% e la struttura dei concentratori per il 29%, come mostrato in Figura 3-27.

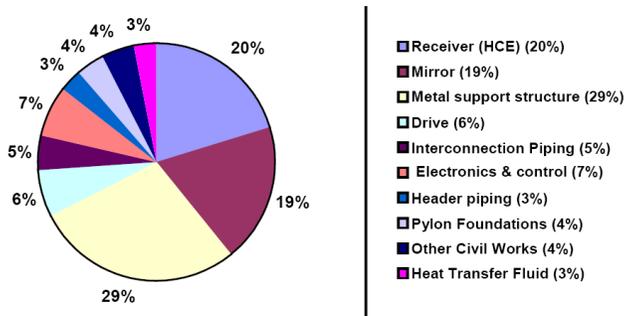


Figura 3-27 Incidenza delle voci di costo del campo solare a concentratori parabolici lineari (NREL, 2003)

Le percentuali di incidenza delle diverse voci di costo sui costi capitali, descritte in Tabella 3-1, sono state calcolate tramite modelli di costo dalla *National Renewable Energy Laboratory* (NREL) in collaborazione con diversi partner industriali. Le stesse sono riferite ad un ipotetico impianto negli Stati Uniti d'America, con potenza nominale di 100 MW, campo solare con concentratori parabolici lineari di 0,96 km² ad olio diatermico e stoccaggio termico di 6 ore a sali fusi (NREL, 2005). Per tale impianto, il costo capitale totale è di 621.400 k€, il costo specifico di impianto (escluso il suolo) è di 6.200 €/kW ed il costo specifico dei collettori è di 340 €/m². Si tenga presente che tali cifre sono riferite all'anno 2004 e ad un impianto negli Stati Uniti d'America e quindi le condizioni economiche possono essere diverse da quelle presenti in Italia.

Costi capitali diretti	%
Strutture	0,7
Sistema di collettori	64,8
Sistema di stoccaggio	14,5
Generatore di vapore	2,9
EPGS	10,9
Bilancio dell'impianto	6,4
Contingenze sui costi diretti	%
Strutture	20
Sistema di collettori	10
Sistema di stoccaggio	10
Generatore di vapore	10
Sistema di generazione della potenza elettrica	10
Bilancio dell'impianto	10
Altri costi	%
Costruzione e direzione dei lavori	7,3
Assicurazioni	7,0
Progettazione	0,4
Costo del suolo	3,0
Tassa di vendita	6,2

Tabella 3-1 Costi capitali per un impianto CSP con concentratori parabolici lineari e stoccaggio termico (NREL, 2005)

Per quanto riguarda i costi di esercizio e manutenzione (*operation and maintenance*, O&M), in riferimento all'impianto della tabella precedente, si hanno 3.900 k€/a per quanto riguarda la manodopera e 4.800 k€/a per quanto riguarda materiali e servizi, e.g. la sostituzione del fluido diatermico e l'acqua per la pulizia degli specchi (NREL, 2005). Tali dati sono stati elaborati dalla NREL in collaborazione con la KJC Operating Company, gestrice degli impianti SEGS IV-VII siti a Kramer Junction, in California.



Figura 3-28 Pulizia degli specchi del campo solare

I dati di costo presentati fino qui sono riferiti agli Stati Uniti d’America. Di seguito si riportano invece i dati riferiti agli impianti recentemente costruiti in Spagna (DLR-CIEMAT, 2008).

Tali dati, riportati in Tabella 3-2, mostrano i costi per un impianto con concentratori parabolici lineari e per un impianto con ricevitore centrale, entrambi con stoccaggio termico rispettivamente di 7,5 a olio diatermico e di 16 ore a sali fusi. L’impianto con i concentratori parabolici lineari ha una potenza nominale di 50 MW_{el} mentre l’impianto con ricevitore centrale di 15 MW_{el}. Gli impianti sono di tipo ibrido in co-combustione al 18%.

Parametro		Concentratori parabolici lineari	Ricevitore centrale
Costi specifici di investimento	€/kW _{el}	5300	10140
Costi specifici di demolizione	€/kW _{el}	53	101
Costi fissi di funzionamento	€/kW _{el} a	380	526

Tabella 3-2 Costi di impianti CSP in Spagna (DLR-CIEMAT, 2008)

Per quanto riguarda il costo capitale degli impianti solari a concentrazione con ricevitore centrale a torre, le voci di costo che incidono maggiormente sono: il campo solare per il 43%, il blocco di generazione per il 13% e il ricevitore rappresentano per il 18%, come mostrato in Figura 3-29.

Nonostante per la realizzazione di impianti CSP siano necessari grandi investimenti iniziali, durante l’intero ciclo di vita oltre l’80% dei costi è dovuto alla realizzazione dell’impianto e ai debiti associati e solo il 20% dei costi è riconducibile al funzionamento dell’impianto. Ciò significa che, una volta ripagato l’impianto, per circa 20 anni rimangono da affrontare esclusivamente i costi di generazione, che correntemente sono di circa 3 c\$/kWh, ovvero circa 0,02 c€/kWh (Solar Paces, 2008).

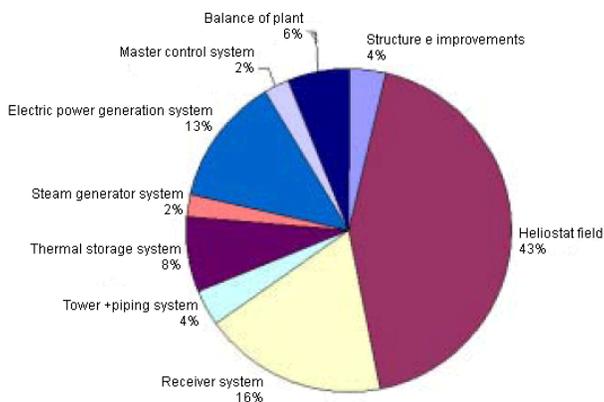


Figura 3-29 Incidenza delle principali categorie di costo per impianti a concentrazione con ricevitore centrale (NREL, 2003)

4. Durata prevista degli impianti

Come già asserito, gli unici impianti commercializzati sono quelli a concentratori parabolici lineari, quindi per le informazioni sulla durata degli impianti si farà riferimento unicamente a tale tecnologia. In particolare il riferimento è costituito ai nove impianti SEGS realizzati negli Stati Uniti d'America ed entrati in funzionamento a pieno regime dal 1985 al 1999, con una potenza cumulativa di 354 MW ed una potenza dei singoli impianti che varia dai 14 agli 80 MW. Tutti gli impianti SEGS sono ancora in funzione, quindi al giorno d'oggi hanno un'età compresa tra i 10 ed i 25 anni a seconda dell'anno di costruzione. Tale dato indica la longevità di tali impianti.

La modularità del campo solare permette facilmente la sostituzione di pezzi difettosi o rotti garantendo la continuità nella produzione dell'energia. Per quanto riguarda il blocco di produzione della potenza, questo sfrutta tecnologie ben note e ottimizzate. Le parti più delicate di questa sezione sono le turbine, le quali subiscono notevoli sollecitazioni durante le ore di lavoro. Ciò che incide maggiormente sull'integrità dell'impianto è la discontinuità di funzionamento dovuta alla variabilità della radiazione solare. Tale inconveniente è in parte evitato dai sistemi di stoccaggio termico, dove presenti, o eventualmente dalla presenza di un'ibridazione dell'impianto basata sull'utilizzo di combustibili convenzionali.

Le stime industriali valutano che gli impianti CSP possano lavorare per 40 anni (Solar Paces, 2008) ed è su tale dato che basano tutte le analisi del ciclo di vita, l'ammortamento dei costi e il costo della produzione dell'energia. Tuttavia, vista la sostituibilità di ogni elemento di impianto, si può affermare che i sistemi CSP abbiano potenzialmente una vita infinita.

5. Smaltimento dei componenti

La maggior parte dei materiali utilizzati per gli impianti CSP possono essere riciclati e riutilizzati per ulteriori impianti (Solar Paces, 2008). Le fasi di smantellamento di un impianto devono comprendere tutte le azioni volte al rispetto delle indicazioni governative locali, in accordo a tutte le leggi applicabili in materia a livello nazionale e regionale. Dovranno quindi prevedere, oltre alla rimozione di ogni elemento di impianto, anche al recupero ambientale dell'area interessata.

Per apprezzare le possibilità di smaltimento dei componenti di un sistema a concentrazione solare, è necessario conoscerne la composizione, ovvero i materiali costituenti.

In Figura 3-30 si riporta il confronto della massa dei diversi componenti di diversi impianti solari a concentrazione. Per permettere il confronto tra le diverse tipologie di impianto, i valori di riferimento sono stati scalati per impianti equivalenti ad $i \text{ MW}_{el}$ con una sola ora di stoccaggio termico. Il primo e il terzo e il quarto degli impianti descritti sono a concentratori parabolici lineari, con olio diatermico come fluido termovettore e rispettivamente stoccaggio con sali fusi (*molten salt*, MS) e con calcestruzzo e materiali a cambiamento di fase (*phase-change material*, PCM). Il secondo impianto è a ricevitore centrale con sali fusi come fluido termovettore e come mezzo di stoccaggio termico. Il quinto impianto utilizza una tecnologia, la concentrazione lineare di Fresnel, considerata al momento come sviluppo dei concentratori parabolici lineari; pertanto sarà tralasciata dalle osservazioni di questo paragrafo per essere descritta nel paragrafo "Innovazione e ricerca" della presente sezione.

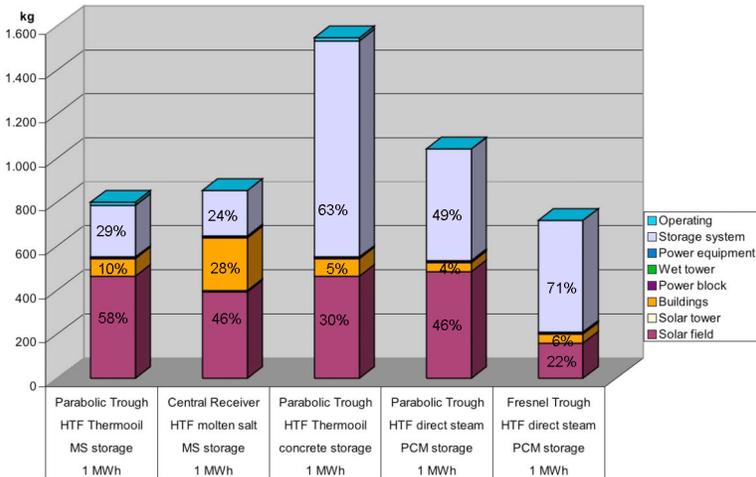


Figura 3-30 Confronto della massa dei componenti di base di alcuni impianti CSP scalati a 1 MW_{el} e 1 ora di stoccaggio termico (DLR-CIEMAT, 2008)

Dalla Figura 3-30 risulta chiaro che la massa maggiore degli impianti è costituita dal campo solare e dal sistema di stoccaggio. In particolare, per le tecnologie precedentemente analizzate la massa del campo solare incide per il 30-60 % del peso totale, mentre il sistema di stoccaggio termico incide per il 25-60%, a seconda delle caratteristiche di impianto.

In Figura 3-31 si mostrano i principali materiali utilizzati nei campi solari degli stessi impianti CSP. Anche in questo caso gli impianti sono scalati ad 1 MW_{el} e una sola ora di stoccaggio termico.

Dalla figura si evince che, facendo riferimento alle tipologie di impianto precedentemente analizzate, circa i due terzi della massa sono costituiti dal calcestruzzo utilizzato per la realizzazione delle fondazioni di base per i sostegni del campo solare. La massa dell'acciaio ha una incidenza del 25% sul peso totale dell'impianto. Il terzo fattore è il vetro con una incidenza che varia tra il 10 ed il 27%.

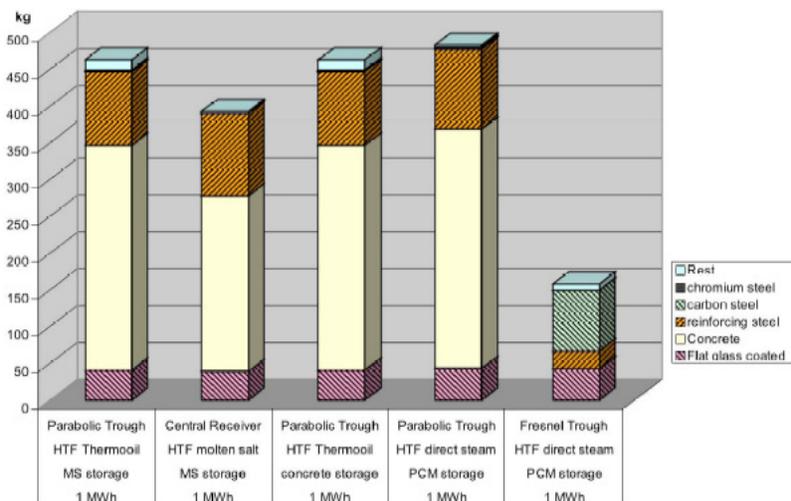


Figura 3-31 Principali materiali utilizzati nei campi solari di diversi impianti, scalati ad 1 MW_{el} con stoccaggio termico di 1 ora (DLR-CIEMAT, 2008).

Analogamente, in Figura 3-32 sono mostrati i principali materiali utilizzati per i diversi impianti di stoccaggio termico. Gli Sali fusi, per quanto riguarda lo stoccaggio a sali fusi costituiscono circa l'80% della massa; gli stessi inoltre rappresentano anche il 26% della massa nello stoccaggio con materiali a cambiamento di fase. Il calcestruzzo rappresenta invece il 95% della massa nello stoccaggio in calcestruzzo (concrete) ed il 63% della massa nello stoccaggio con PCM. Infine tutti i sistemi di stoccaggio necessitano di una parte di alluminio che pesa per il 3-10% della massa e lo stoccaggio con PCM richiede anche un 4% di alluminio.

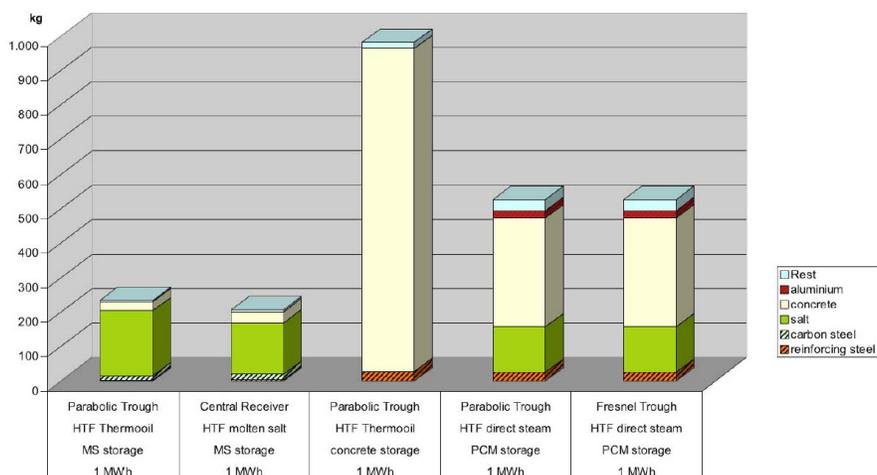


Figura 3-32 Principali materiali utilizzati nei sistemi di stoccaggio termico di diversi impianti, scalati ad 1 MW_{el} con stoccaggio termico di 1 ora (DLR-CIEMAT, 2008)

Questa analisi ha messo in luce come la quasi totalità dei componenti sia costituita da materiali riutilizzabili o riciclabili, e.g. i vetri degli specchi, le strutture metalliche di supporto &c.

Il processo di smantellamento sarà uguale a quello di ogni altri tipo di impianto, come ad esempio un parco di generatori eolici.

Lo smaltimento di alcuni fluidi termovettori, e.g. olio diatermico, e di alcuni componenti dello stoccaggio termico, ossia i sali fusi ed i materiali a cambiamento di fase, devono essere raccolti e inviati agli adeguati impianti per il trattamento e lo smaltimento dei rifiuti chimici pericolosi.

6. Innovazione e ricerca

L'ostacolo maggiore per la diffusione dei sistemi CSP è l'elevato costo che si deve affrontare per la realizzazione di un impianto. Tutti gli sforzi di innovazione e ricerca sono volti al miglioramento delle efficienze ottiche e termiche dei componenti solari, delle efficienze della conversione dell'energia e al prolungamento delle ore di lavoro di tali sistemi per permettere, a parità di potenza nominale dell'impianto, di ridurre la grandezza dell'impianto e quindi abbattere i costi. Le sezioni di impianto che richiedono miglioramenti tecnologici sono:

- concentratori;
- stoccaggio termico;
- ricevitori, assorbitori e cicli.

Per quanto riguarda i concentratori, i principali miglioramenti sono ricercati nella capacità di riflessione degli specchi e nella resistenza ai fattori meteorologici e ai lavaggi. Inoltre si cerca di realizzare strutture di supporto più leggere e rigide, con maggiore semplicità di assemblaggio e inseguimento solare più accurato. Le ricerche sono altresì rivolte a differenti sistemi per la captazione dell'energia solare, come ad esempio i concentratori lineari di Fresnel e i concentratori parabolici

composti (*compound parabolic concentrator, CPC*). I concentratori lineari di Fresnel, di cui si riporta uno schema in Figura 3-33, derivano dai concentratori parabolici lineari; tuttavia, l'elemento riflettente non è un paraboloide lineare, ma un insieme di elementi "quasi piani" di ridotte dimensioni che riflettono l'energia su un ulteriore concentratore il quale a sua volta concentra l'energia su un tubo attraversato da un fluido termovettore inviato alla centrale di conversione. Come per i concentratori parabolici lineari, l'inseguimento solare è indispensabile, tuttavia nei concentratori lineari di Fresnel gli unici elementi ad essere spostati sono i singoli specchi riflettenti e non l'intera struttura, semplificando il sistema di movimentazione ed abbattendo i costi. Inoltre, l'immobilità del tubo ricevitore consente di realizzare giunture più solide e quindi permettere il passaggio di fluidi ad una pressione più elevata e quindi anche direttamente il vapore di processo del ciclo di conversione dell'energia, evitando l'utilizzo di fluidi termovettori intermedi e permettendo un ulteriore abbassamento dei costi di impianto. Attualmente questa tecnologia presenta delle efficienze minori rispetto alla tecnologia dei concentratori parabolici lineari, a causa delle peggiori caratteristiche ottiche delle lenti di Fresnel che costituiscono il concentratore.



Figura 3-33 Concentratori lineari di Fresnel

La tecnologia CPC è il risultato di una scienza conosciuta con il nome di *non-imaging optics* (NIO), i.e. ottica senza ricostruzione dell'immagine. Come si evince dalla Figura 3-34, la differenza nella concentrazione dei raggi solari captati è insita nel fatto che i collettori ad immagine concentrano i raggi captati in dei punti specifici nei quali sarà posizionato il ricevitore, mentre per i sistemi con ottica senza immagine i raggi arrivano su qualsiasi punto ricevitore.

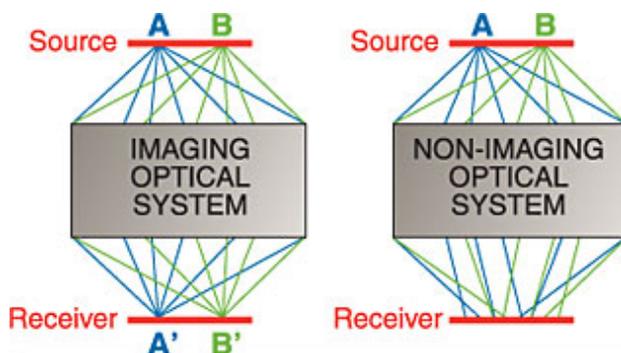


Figura 3-34 Differenza di captazione dell'energia solare tra un collettore ad immagine (a sinistra) ed uno senza immagine (a destra)

I concentratori basati sulla NIO sono concepiti per ottimizzare l'accettazione angolare, cioè raccogliere tutti i raggi incidenti entro un angolo massimo determinato e avere valori della concentrazione prossimi a quelli teorici. Il CPC si costruisce semplicemente ruotando i profili parabolici attorno al suo asse ottico, come mostrato in Figura 3-35. Tale tecnologia è quindi costituita dalle due superfici paraboliche riflettenti e da un ricevitore posto sul fondo della parabola.

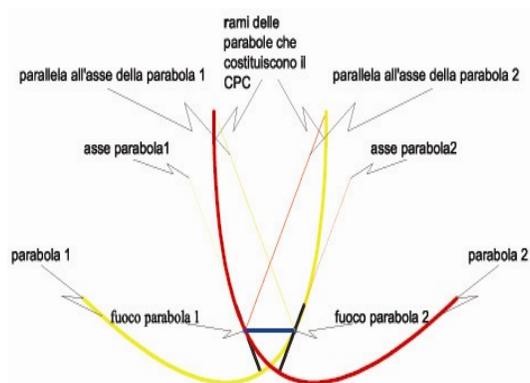


Figura 3-35 Profili parabolici di un CPC

Gli sviluppi dei sistemi di stoccaggio termico sono strettamente correlati alle esigenze specifiche dei sistemi in termini di fluido termovettore utilizzato a temperatura di progetto. I campi di studio in questo settore sono volti al miglioramento dell'efficienza, in termini di perdite di energia ed exergia, all'abbassamento dei costi e all'allungamento del ciclo di vita. In particolare, lo sviluppo di due sistemi di stoccaggio risultano molto interessanti per quanto riguarda l'abbassamento dei costi dell'energia prodotta: sistemi di stoccaggio di vapore ad alta pressione, richiesti per gli impianti a generazione diretta del vapore (*direct steam generation*, DSG), e sistemi di stoccaggio dell'aria ad alta temperatura, richiesti per gli impianti combinati a gas e per i cicli con turbina a vapore.

Per quanto riguarda i cicli, molti sforzi sono tesi al perfezionamento di impianti che utilizzino acqua come fluido termovettore all'interno dei ricevitori del campo solare. Tale sistema, comunemente chiamato *direct steam generation*, DSG, prevede quindi che il vapore per il funzionamento del blocco di potenza sia direttamente prodotto nel campo solare, eliminando l'utilizzo di fluidi intermedi spesso pericolosi. Il difetto di questa tecnologia sono le alte pressioni che si creano nei tubi ricevitori. Un ulteriore avanzamento nel settore dei cicli è quello dello sfruttamento del calore residuo del fluido passante nella turbina. Ciò permette di innalzare l'efficienza di conversione dell'impianto, aumentare la quantità di potenza ottenuta e di abbassare quindi il costo dell'energia prodotta.

Alte temperature ed alte pressioni, nonostante le buone efficienze di prestazione, costituiscono un pericolo per la sicurezza degli operatori e per l'integrità dei componenti di impianto. Per questo motivo un ulteriore campo di ricerca consiste nell'analisi della possibilità di utilizzare come fluido termovettore dei fluidi organici, i quali hanno un basso punto di evaporazione. Tali fluidi permetterebbero quindi di ottenere del vapore a basse temperature e basse pressioni da utilizzare in un ciclo Rankine, ottenendo un *organic Rankine cycle*, ORC.

Ulteriori sviluppi consistono nella ricerca di nuovi materiali, specialmente per quanto riguarda le superfici riflettenti, per l'ottenimento di migliori prestazioni ottiche, maggiore resistenza agli stress termici e alle pressioni del vento e minori esigenze di pulizia. Questa ultima voce comporterebbe una diminuzione della richiesta idrica, ulteriormente migliorabile attraverso l'utilizzo di torri di raffreddamento a secco.

7. L'evoluzione dei costi degli impianti

Il fattore più importante a guidare lo sviluppo di un impianto è quanto è economica l'energia che produce. Nonostante esistano anche altri fattori oltre all'economia ad entrare nei processi decisionali riguardanti gli impianti solari, questi sono quasi elusivamente dominati dal **costo livellato dell'energia elettrica** (*levelized energy cost*, LEC). Tale parametro fornisce il costo previsto per l'energia prodotta, mediato sulla vita del sistema.

Come mostrato in Figura 3-36 gli impianti commerciali, allo stato attuale solo quelli con concentratori parabolici lineari, hanno raggiunto un LEC di circa 12-15 c\$/kWh ed il potenziale per l'abbassamento del costo è previsto fino a raggiungere valori minori di 5 c\$/kWh (Stine-Geyer, 2001). Tali costi sono ovviamente riferiti agli Stati Uniti d'America.

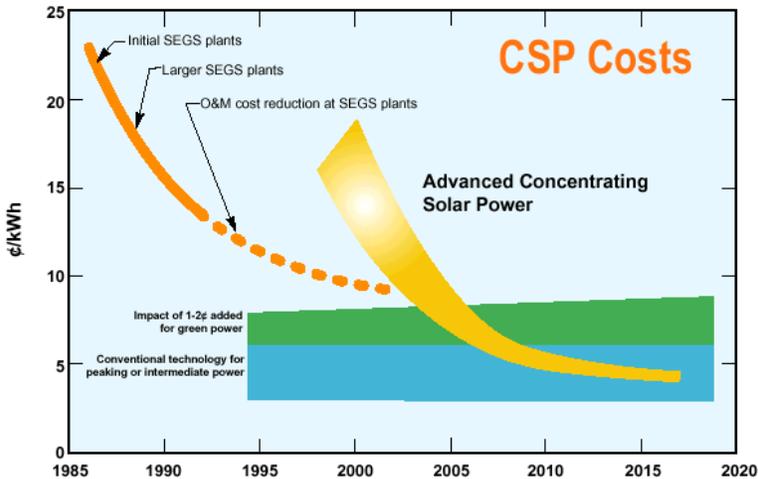


Figura 3-36 Proiezioni della stima del costo livellato dell'energia elettrica, in centesimi di dollaro per kWh, per impianti solari termici a concentrazione su grande scala (Stine-Geyer, 2001)

Per quanto riguarda la situazione europea, si stima che il costo di impianto al 2015, con l'attuale andamento dei costi, raggiungerà il valore di 3.400 €/kW, fino ad arrivare a 2.400 €/kW al 2050 (Solar Paces, 2008).

3.4. Eolico

1. Principio di funzionamento

Come tutte le forme di energia rinnovabili anche quella eolica ha come motore il sole, infatti circa il 2% della sua radiazione (approssimativamente $3 \cdot 10^{12}$ kWh) viene convertita in energia del vento. La radiazione solare, sulla superficie terrestre, non è uniforme e questo significa che non tutte le zone assorbono e rilasciano calore allo stesso modo; inoltre le masse d'aria più calde hanno una densità minore rispetto a quelle più fredde e quindi tendono ad avere un movimento ascensionale. Il vento non è altro che uno spostamento di aria da zone a pressione maggiore a zone a pressione minore.

Grande rilevanza hanno i **venti globali o geostrofici** che si trovano a circa 1000 m di altitudine; all'equatore si genera una fascia di bassa pressione mentre ai poli una zona di alta pressione; inoltre intorno ai 30° di latitudine si troverà una zona di alta pressione generata dalla forza di Coriolis. I venti saranno così diretti da nord e da sud verso l'equatore dove si genera una corrente ascensionale che richiama aria più densa dai tropici.

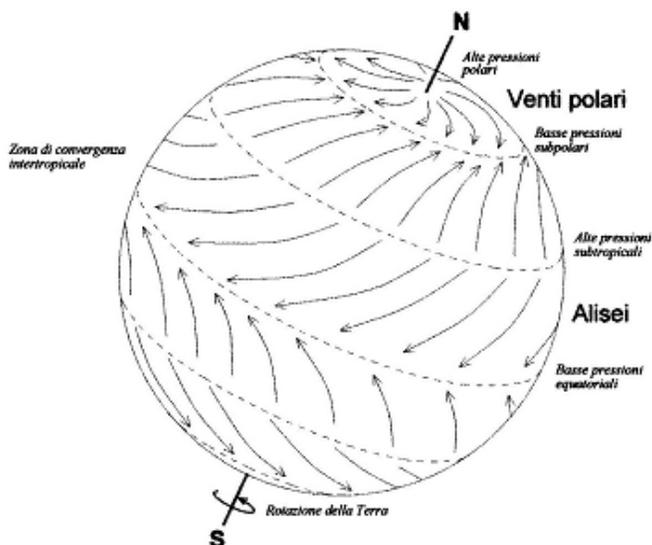


Figura 3-37 Circolazione dei venti dovuta alle fasce di alta e bassa

E' bene inoltre precisare che il movimento di rotazione della terra influenza la direzione principale dei venti, infatti la conseguente forza di Coriolis tende a far ruotare gli stessi in senso antiorario nell' emisfero boreale ed in verso orario in quello australe.

Ai venti globali si sovrappongono, e spesso assumono ruolo di primaria importanza, i **venti locali** influenzati per lo più dal microclima, dall'orografia e dalla presenza di grandi masse d'acqua nelle vicinanze.

Un tipico esempio sono "la brezza di mare" e la "brezza di terra". La terra si riscalda di giorno molto più velocemente del mare mentre di notte questo ultimo cedendo il calore più lentamente risulterà avere una temperatura maggiore; risultato di questo gradiente di temperatura è lo spostamento di massa d' aria dal mare verso la terra durante le ore diurne (brezza di mare) al quale segue un periodo di calma durante la sera ed uno spostamento (di intensità più debole) in verso contrario nelle ore notturne (brezza di terra).

Nelle zone montane avviene un fenomeno simile con venti che risalgono lungo i pendii di giorno poiché l'aria a fondo valle riscaldata diminuisce di densità e tende a salire in quota (di notte il fenomeno si inverte), un esempio è il Foehn delle zone alpine.

Anche la rugosità e la presenza degli ostacoli influenzano l'intensità e la direzione del vento: maggiore è la rugosità minore è l'intensità.

La captazione di quota parte dell'energia cinetica posseduta dal vento viene attuata mediante macchine eoliche (aeromotori) in grado di trasformare l'energia eolica in energia meccanica di rotazione, utilizzabile sia per l'azionamento diretto di macchine operatrici che per la produzione di

energia elettrica: in quest'ultimo caso il sistema di conversione (che comprende un generatore elettrico con i sistemi di controllo e di collegamento alla rete) viene denominato aerogeneratore.

Aerogeneratori ad asse orizzontale

Di seguito vengono riportati i principali componenti di un aerogeneratore ad asse orizzontale (l'asse del rotore è parallelo alla direzione del vento e la girante ruota su un piano perpendicolare alla direzione stessa).



Figura 3-38 aerogeneratore ad asse orizzontale

Pala

La funzione della pala è quella di convertire l'energia cinetica del flusso d'aria in forza meccanica da trasmettere al mozzo. Alcune funzioni secondarie sono la resistenza alle sollecitazioni date dalle turbolenze, la frenatura del rotore nei casi di vento eccessivo o in emergenza, la resistenza alla fatica, una certa inflessibilità perché non tocchi la torre e perché il profilo resti quello a progetto, la trasportabilità e possibilmente la capacità di resistere ai fulmini e di eliminare ghiaccio quando si forma.

La scelta del numero di pale di una turbina eolica è legata all'utilizzo della macchina. Nel caso di aeromotori si ha elevato numero di pale e un basso numero di giri .

Le turbine con poche pale, generalmente tre, vengono invece impiegate per la produzione di energia elettrica e sono caratterizzate da una elevata velocità di rotazione.

Mozzo

Il mozzo ha la funzione principale di supporto della pala e di trasmissione del moto. Funzioni secondarie sono la regolazione dell'angolo di attacco della pala (regolazione pitch), o sostenere il meccanismo di azionamento del freno aerodinamico (regolazione stallo). L'aggancio della pala col mozzo per garantire la funzione di rotazione viene prodotta con cuscinetti a sfere o a rulli.

La navicella

Questo elemento ha la funzione di contenitore e protezione di tutti quei componenti che concorrono alla conversione dell'energia meccanica in corrente elettrica. In particolare si evidenzia il ruolo del moltiplicatore di giri, il quale aumenta di un fattore k la velocità di rotazione dell'albero. Questa sarà la velocità angolare alla quale lo stesso rotore del generatore elettrico ruoterà. Il ge-

neratore può produrre corrente continua, come anche corrente alternata, e con i più attuali generatori per macchine eoliche, i generatori asincroni trifase, si ha un migliore adattamento alle cadute e ai picchi d'energia dovuti al rotore della turbina, grazie ad un doppio campo magnetico che generano al loro interno.

Torre

La funzione della torre è sorreggere la navicella e resistere alle forze laterali statiche e dinamiche a cui è sottoposta la macchina a causa della spinta che riceve. La più pericolosa di queste è l'azione dinamica del vento che può mettere in risonanza la torre. Ulteriori eccitazioni vibrazionali possono venire da squilibri di masse sull'asse del rotore. La tecnologia più comune è la torre conica in acciaio ma esistono anche molte torri tralicciate o in cemento armato.

Fondazione

La fondazione serve a sostenere l'aerogeneratore prevenendo gli spostamenti dovuti al peso su terreno cedevole, agli agenti atmosferici, ai terremoti. Si basa su tecnologie consolidate, anche se con la diffusione di impianti off-shore sta richiedendo nuovi sviluppi. I tipi di fondazioni per le applicazioni terrestri sono costituite da una base in cemento armato. Nei casi in cui il terreno non è abbastanza resistente si utilizzano pali piantati fino al raggiungimento di una zona di appoggio sufficiente. La messa in piano di questo pezzo è fondamentale per evitare l'inclinazione della torre.

I sistemi di regolazione

Il sistema di regolazione, nelle sue varie funzioni, agisce sul controllo della potenza attraverso la rotazione delle pale intorno al loro asse principale (sistema di attuazione del passo), così da variare l'angolo d'incidenza e quindi regolare la potenza intercettata. Con questo stesso sistema è possibile agire anche contro il rischio di stallo: nel caso di basse velocità del vento, si ruotano le pale in modo da aumentare l'incidenza tanto quanto serve a sfruttare al massimo l'energia disponibile; all'aumentare dell'intensità del flusso l'angolo tende a diminuire, così da mantenere la vena fluida aderente al profilo fino appunto al limite di stallo, quando il meccanismo di controllo, per evitare il rischio di sovraccarico del generatore, inverte l'andamento dell'incidenza. In questo modo si instaura una dissipazione dell'energia in eccesso, provocando una voluta situazione di stallo, offrendo maggiore resistenza al vento con il profilo stesso delle pale.

Si può ottenere lo stesso risultato con pale fisse, ma sagomate opportunamente, così da assicurare, non appena la velocità del vento diventi troppo elevata, la formazione di turbolenza sul lato della pala opposto a quello che fronteggia il vento.

Sistemi più semplici a difesa di venti burrascosi, validi in particolare per piccole taglie, sono anche il montaggio della navicella decentrato, in modo da avere una spinta del vento eccentrica, contrastata da una molla per mantenere il rotore in posizione corretta. Evidentemente, quando la spinta supera un valore limite, la navicella andrà a girarsi su un fianco.

Il sistema di regolazione si occupa anche del controllo dell'orientamento della navicella, cioè il controllo d'imbardata che consiste nel mantenere il rotore allineato alla direzione del vento. L'avviamento della macchina si verifica nel momento in cui il vento raggiunge il valore di **cut-in**, mentre la fermata della macchina si verifica quando il vento raggiunge la velocità di **cut-out**.

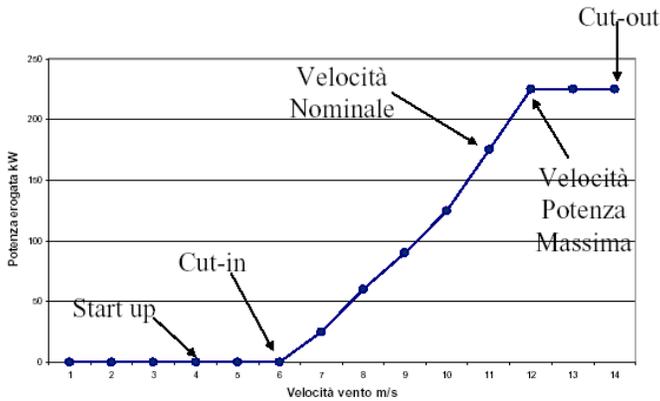


Figura 3-39 Il sistema di regolazione delle pale

In questo intervallo devono essere previste delle soluzioni che permettano un perfetto allineamento. Tra le più efficaci si ha il timone posto sottovento, che funziona tanto meglio quanto più rapidamente risponde ai cambi di direzione del vento. Per ottenere ciò è opportuno che esso abbia un elevato allungamento, cioè un elevato rapporto tra l'apertura, distanza tra base e sommità del timone, e la corda, distanza tra bordo d'attacco e bordo d'uscita. In generale, questo valore deve rimanere compreso tra 2 e 10. Una seconda soluzione è, invece, quella già vista di montare il rotore sottovento, assicurandosi però che non nascano oscillazioni attraverso un adeguato bilanciamento. Per le grandi macchine eoliche invece, l'allineamento è garantito da un servomeccanismo, azionato da un motore, quando un sensore indica lo scostamento della direzione del vento.

Le configurazioni tipiche delle turbine eoliche ad asse orizzontale sono di due tipi:

- Generatore veloce accoppiato al rotore attraverso un moltiplicatore di giri
- Generatore lento accoppiato direttamente al rotore.

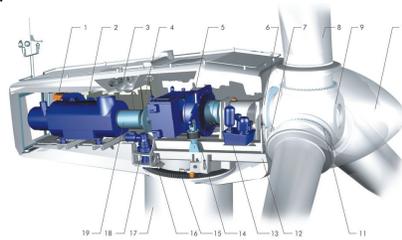


Figura 3-40 Generatore elettrico

Nel primo caso, in cui è presente un moltiplicatore di giri, si hanno due ulteriori possibilità:

- 1- rotore a giri costanti, imposti dalla tipologia del generatore e dal rapporto del moltiplicatore di giri;
- 2- rotore a giri variabili, sempre accompagnato dal passo variabile delle pale.

Per ottenere in uscita energia elettrica alla frequenza di rete anche in quest'ultima ipotesi, si modula la frequenza della corrente di eccitazione del generatore grazie all'intervento di un inverter. Le turbine eoliche con generatore direttamente accoppiato al rotore sono sempre a giri variabili con variazione del passo delle pale e l'energia elettrica prodotta viene per intero rielaborata da un inverter, a valle del quale si ottiene di nuovo la frequenza di rete. Il numero di giri del rotore è sempre molto basso, affinché le pale non richiedano una progettazione e l'uso di materiali troppo costosi ed anche per limitare la rumorosità prodotta durante il servizio. Per questo motivo è necessario inserire un moltiplicatore di giri, se si vuole operare con generatori convenzionali che operano intorno ai 1500 giri/min; viceversa nel caso di macchine con generatore solidale al rotore si devono costruire alternatori a magneti permanenti ad hoc, le cui caratteristiche siano compatibili con le caratteristiche del rotore stesso.

Aerogeneratori ad asse verticale

Un generatore eolico ad asse verticale (VAWT - Vertical Axis Wind Turbines) è un tipo di macchina eolica contraddistinta da una ridotta quantità di parti mobili nella sua struttura, il che le conferisce un'alta resistenza alle forti raffiche di vento, e la possibilità di sfruttare qualsiasi direzione del vento senza doversi riorientare continuamente. È una macchina molto versatile, adatta all'uso domestico come alla produzione centralizzata di energia elettrica.

Di seguito sono riportati i tipi di turbina eolica ad asse verticale attualmente più commercializzati a livello mondiale.

Rotore Windside

Un aerogeneratore ad asse verticale particolarmente apprezzato dal mercato internazionale è quello proposto dalla Windside, una società finlandese. Nell'immagine una coppia di generatori eolici elicoidali ad asse verticale, usati per climatizzare un centro commerciale a Raisio, nei pressi di Turku in Finlandia, potenza dell'impianto: 50 kW. Questa tecnologia è molto promettente, con rese superiori all'eolico tradizionale (ad asse orizzontale) anche del 30-50% ed è adatta soprattutto per impianti di potenza media e piccola.



Figura 3-41 Aerogeneratore ad asse verticale

Turbina Darrieus

Nella prima immagine un esempio classico di turbina eolica Darrieus. È un sistema da 60 kW in un sito di prova ai laboratori di Sandia.



Figura 3-42 Turbina Darrieus

Oltre alla tipica forma a fuso le turbine ad asse verticale Darrieus possono essere anche nella configurazione ad "H"; altri rotori ideati da Darrieus possono avere una forma ad "A".



Figura 3-43 Turbina Darrieus ad H

Rotore Savonius

Il Rotore Savonius è il più semplice degli aerogeneratori ad asse verticale e la sua semplicità concettuale lo rende particolarmente adatto alla fabbricazione "homemade".

Può essere abbinato a un rotore Darrieus come si vede nell'immagine, questo possibile abbinamento è dovuto al fatto che il rotore Darrieus ha un avviamento difficoltoso con vento debole, necessitando quindi dell'apporto della coppia di una turbina Savonius allo spunto.



Figura 3-44 Rotore Savonius

2. Tipologie di impianti

Nel caso degli aerogeneratori l'utilizzo dell'energia elettrica prodotta può creare due distinte categorie di impianto; gli impianti per utenze isolate e impianti connessi direttamente alla rete elettrica.

Un primo tipo di impianto è quello per la produzione di energia elettrica "di servizio" fornita da piccoli aerogeneratori di potenza inferiore a 1 kW (rotore di 1-2 m.) per l'alimentazione di apparecchiature poste in luoghi isolati, come ripetitori radio, rilevatori, impianti di segnalazione etc; inoltre esiste una produzione di elettricità per l'alimentazione di case sparse o insediamenti isolati non allacciati alla rete. Tali impianti sono costituiti da aerogeneratori di piccola taglia (3-20 kW) e un sistema di accumulo (batteria) dell'energia elettrica prodotta nei momenti di vento favorevole. Queste applicazioni hanno diffusione limitata nei paesi industrializzati, ma potrebbero avere prospettive interessanti nei paesi in via di sviluppo con elevata ventosità.

Il secondo tipo di impianti eolici è connesso alla rete e si suddivide in due categorie: quello per la produzione di elettricità per l'alimentazione di piccole reti di distribuzione dell'energia elettrica e quello collegato alla rete nazionale.

Nel primo caso si tratta di impianti situati su piccole isole o in aree remote che sono alimentate da sistemi elettrici non connessi con la rete nazionale. L'applicazione di maggior interesse per l'eolico è invece l'alimentazione delle grandi reti nazionali; per questo scopo sono utilizzate macchine di taglia medio-grande installate singolarmente o in gruppi di unità (wind-farm) con potenze totali dell'ordine di alcuni MW o di alcune decine di MW.

Nelle wind-farm la distanza tra gli aerogeneratori non è casuale, ma viene calcolata per evitare interferenze reciproche che potrebbero causare diminuzioni di produzione di energia.

Di regola gli aerogeneratori vengono situati ad una distanza di almeno cinque - dieci volte il diametro delle pale. Nel caso di un aerogeneratore medio, con pale lunghe circa 20 metri, questo significa installarne uno ogni 200 metri circa.

Esistono sia wind-farm terrestri (on-shore) che in mare aperto (off-shore). La tecnologia degli aerogeneratori da utilizzare in siti off-shore è in pieno sviluppo: a livello commerciale esistono macchine da 1 MW ed esistono prototipi da circa 5 MW.

3. Costi di impianto ed esercizio

La fornitura delle macchine rappresenta la spesa più rilevante in assoluto, il suo costo può ritenersi compreso fra 2/3 e 3/4 del costo totale di installazione, mentre la realizzazione delle opere accessorie e delle infrastrutture raggruppa le voci di costo strettamente collegate alla complessità del sito in relazione alla morfologia e natura del suolo, all'accessibilità e alla connessione alla rete. Attualmente il costo specifico di realizzazione di un impianto eolico varia da **1.150 € a 1.350 € per kW installato**, con una media di 1.250 € e gli scostamenti variano in funzione.

Poiché la potenza sviluppabile da un aerogeneratore varia col cubo della velocità del vento, l'economia eolica dipende molto dalla ventosità del sito in cui viene ubicata. Inoltre vi sono delle economie di scala conseguibili con la costruzione dei parchi eolici che utilizzano molte turbine.

Il costo di un impianto è rappresentato da un insieme di voci che concorrono a formare il costo totale:

- costi di progettazione, direzione lavori e disbrigo pratiche di autorizzazione;
- costi d'installazione;
- costi di sistemazione dell'area;
- costi delle opere civili (scavo e realizzazione delle fondazioni);
- costi di trasporto;
- costo d'installazione della macchina (posa della torre, elevazione della navicella e posizionamento del rotore);
- costo manodopera;
- costo di avviamento;
- costi d'esercizio;
- costi di manutenzione;
- altri costi (collaudo etc.) .

Gli impianti di piccola taglia, invece, hanno un costo dell'ordine dei **1.500-4.500 €/kW** di potenza nominale, questo anche perché, a differenza degli aerogeneratori di grossa taglia. Inoltre, gli impianti di piccola taglia hanno un rendimento complessivo minore degli impianti di taglia grande.

Di seguito in Tabella 3-3, si riporta un la percentuale di costo da imputare ai singoli componenti di un impianto eolico

Elementi di costo	Sul totale	Per capitoli
<u>Aerogeneratori</u>		77.0%
Pale	15.4%	
Mozzi	1.5%	
Supporto pale	2.3%	
Controllo pale	2.9%	
Albero rotore	1.9%	
Supporto rotore	1.2%	
Moltiplicatore	10.0%	
Struttura portante	3.4%	
Orientazione navicella	2.5%	
Involucro navicella	1.2%	
Generatore	8.0%	
Controlli elettrici	5.4%	
Altri componenti	2.3%	
Torre	15.2%	
Montaggio	3.7%	
<u>Opere civili</u>		3.6%
Fondazioni	2.8%	
Strade	0.8%	
<u>Linea elettrica</u>		7.5%
Linea interna	1.6%	
Linea collegamento e sottostazione	5.9%	
<u>Altro</u>		11.9%
Controllo a distanza	0.1%	
Monitoraggio ambientale	0.8%	
Progettazione e direzione lavori	3.8%	
Misurazioni e autorizzazioni	4.1%	
Finanziamento durante la costruzione	1.8%	
Altri finanziamenti, assicurazioni, legali	1.4%	
Totale	100.0%	100.0%

Tabella 3-3 Percentuale di costo dei vari componenti sul totale di un impianto eolico

Il costo del kWh eolico varia molto perché, pur trattandosi di una tecnologia matura, è in continua evoluzione sia per le dimensioni delle macchine (più sono grandi e maggiore è l'efficienza del sistema), sia per le sempre più evolute tecnologie dei materiali applicate.

In pochi anni il costo di produzione di un kWh è precipitato, passando dai 0,17 € d'inizio secolo ai 0,09 € di un paio d'anni fa fino ai circa 0,06 € attuali ciò è dovuto principalmente all'aumento di dimensioni delle macchine ed alla maggior attenzione posta nell'individuazione dei siti più adatti.

4. Durata prevista degli impianti

La vita media di un impianto eolico dipende da molteplici fattori, quali i singoli materiali utilizzati per la costruzione dell'aerogeneratore (che a loro volta dipendono fortemente dalla potenza nominale della turbina), la differenza tra installazioni off-shore e on-shore, la tipologia delle fondazioni, le ore equivalenti di funzionamento a pieno regime, etc.

In generale, considerando l'attuale sviluppo raggiunto dall'odierna tecnologia, la vita media di una turbina è attestata in un lasso di tempo che varia tra i 15 e i 20 anni.

Le parti maggiormente soggette a invecchiamento sono il rotore e la navicella, che include al suo interno il generatore elettrico. Per quanto riguarda il rotore, si progettano le pale in modo tale che le sollecitazioni trasferite sul mozzo siano minime, e che i materiali che lo compongono siano, per quanto possibile, soggetti a fenomeni di fatica trascurabili; fondamentale risulta bilanciare correttamente le pale calettate sul mozzo, così che le sollecitazioni siano facilmente sostenute dalla navicella e dalla struttura di sostegno. Il generatore elettrico presente all'interno della navicella, invece, è sottoposto a controlli mensili per permetterne un funzionamento continuo; nel caso si rompano componenti elettrici, questi vengono sostituiti con facilità (relativa facilità se si tratta di grandi aerogeneratori) e senza influenzare i costi di investimento. Gli alberi interni, soggetti a controlli di manutenzione annuali, sono progettati per resistere lo stesso lasso di tempo delle pale rotoriche, in modo tale da contenere i costi il più possibile.

Al termine della vita utile vengono sostituiti interamente sia il rotore che la navicella, dal momento che sia la struttura di sostegno che le fondazioni sono progettate a vita infinita.

Nel caso il generatore elettrico abbia ancora parti funzionanti, può essere o reintegrato nella nuova struttura dopo opportuni test, o messo in vendita sul mercato, o diviso in singoli componenti, smaltendo i componenti inutili e mettendo in vendita quelli ancora funzionanti.

5. Smaltimento dei componenti

Di seguito vengono riportati i processi di *decommissioning* che devono essere intrapresi quando l'impianto non è più in grado di svolgere la sua funzione.

Nel piano di dismissione si prospettano due scenari: l'impianto viene "abbandonato" durante la sua costruzione o l'impianto giunge, come da progetto, alla fine del suo ciclo di vita.

In entrambi i casi, tutte le attività di *decommissioning* e di riciclo devono aderire alle richieste delle istituzioni governative locali, in accordo a tutte le leggi applicabili in materia a livello nazionale e regionale.

I processi di "decommissioning" e "restoration" comprendono:

- rimozione di tutte le strutture superficiali (turbine, trasformatori, linee aeree di collegamento, sottostazione, etc.);
- rimozione di tutte le strutture sotto la superficie (fondazioni, cavi, etc.);
- recupero dello strato superficiale coltivabile del terreno (per installazioni on-shore);
- processo di semina e di rivegetazione (impianti on-shore);
- implementazione di un periodo di due anni per il monitoraggio del processo.

Il processo di rimozione di un parco eolico comprende una valutazione e una categorizzazione anticipata di tutti i componenti e di tutti i materiali, basata su un progetto che ne prevede il riutilizzo successivo allo smantellamento. La categorizzazione include il ripristino, il riuso, il recupero, il riciclo e lo smaltimento.

Per ridurre l'impatto ambientale, il processo prevede uno stoccaggio iniziale in un apposito sito in attesa del trasporto nei luoghi di destinazione di ciascun componente.

Molti componenti possono essere venduti sul mercato a prezzi molto bassi per poi essere utilizzati in applicazioni meno gravose per gli stessi, mentre i materiali, in particolare acciaio e rame, possono essere per la maggior parte riciclati con minimi scarti.

Di seguito si riporta il dettaglio dello smantellamento dei singoli componenti:

Turbina eolica

Le turbine eoliche comprendono le pale, la torre e la navicella, tutti elementi modulari che possono essere disassemblati. Porzioni della navicella e del generatore interno possono essere direttamente rottamati. Se non viene individuato nessun compratore disposto ad acquistare i componenti intatti della turbina, vengono separate le parti non metalliche e ridotte alle dimensioni adatte al trasporto, per poi essere portate in un impianto adibito allo smaltimento.

Nel caso si presenti un compratore, il trasporto delle parti avviene allo stesso modo in cui è stato effettuato il trasporto per l'installazione: si utilizzano gru e equipaggiamenti pesanti, i cui costi sono ovviamente a carico dell'acquirente.

Trasformatori

La rimozione dei trasformatori consiste nella disconnessione di questi dalla rete, nella rimozione dei componenti adatti alla vendita sul mercato e nel loro trasporto fuori dal sito.

I cavi vengono rimossi: il rame viene riutilizzato e gli altri materiali che costituiscono i conduttori vengono destinati al riciclo e allo smaltimento.

Linee aeree di collegamento

Le linee aeree di collegamento e i componenti associati vengono smantellati e i materiali vengono destinati al ripristino, al riciclo o alla vendita. I pali vengono rimossi e i buchi vengono tappati con zolle di terreno coltivabile

Sottostazioni

La dismissione include la rimozione dell'acciaio, dei conduttori, degli interruttori, dei trasformatori e di tutti quei materiali che possono essere riutilizzati o venduti come rifiuti

Fondazioni

Per rimuovere le fondazioni si effettuano degli scavi in profondità, in modo tale da poter rendere agevole la rimozione degli ancoraggi, delle condutture e delle barre di metallo; successivamente la zona scavata viene riempita con un substrato di materiale organico. Inoltre, la demolizione delle

fondazioni di cemento è sotto responsabilità dell'appaltatore, che non può sapere a priori se esiste la necessità di far brillare le fondazioni. Nel caso si presenti questa eventualità, è compito del contractor redigere un "Blasting Plan" da presentare alle autorità locali.

Cavi di collegamento sotterranei

Il sistema di cavi sotterranei viene posto fuori servizio e abbandonato sul sito e non costituisce un costo in più nel progetto di smantellamento del parco eolico.

Solitamente vengono mantenuti intatti e destinati ad altro uso gli edifici adibiti alla manutenzione e le strade eventualmente costruite per facilitare i trasporti.

Una volta che ogni singolo componente è stato rimosso, si procede, nel caso di impianti sulla terraferma, al recupero del terreno coltivabile e alla sua rivalutazione: viene intrapreso un massiccio processo di semina e di "rivegetazione" preceduto da processi di decompressione dei substrati sottoposti, durante la messa in opera dell'impianto, al passaggio e alla permanenza di gru, al fine di aumentare le potenzialità degli strati superficiali coltivabili. Tutto viene riportato alle condizioni preesistenti alla costruzione della wind farm.

Segue poi un periodo di due anni in cui viene eseguito un monitoraggio del territorio (ciò permette anche di valutare lo stato dell'ambiente nel susseguirsi di tutte le stagioni), al fine di valutare ulteriori interventi da effettuare, nel caso la costruzione, il ciclo di vita dell'impianto e il processo di smantellamento abbiano portato danni di impatto non inizialmente rilevati.

6. Innovazione e Ricerca

Il Kite Generator, "generatore ad aquilone", rappresenta l'ultimo, radicale e innovativo concetto nell'evoluzione dell'energia eolica.

L'idea che sta alla base di questo progetto è quella di sfruttare il vento d'alta quota, non più con macchine statiche e pesanti, ma con un sistema dinamico composto da "grandi aquiloni" comandati automaticamente e pilotati attraverso sofisticati sensori.

Questo sistema di aquiloni è capace di catturare venti dall'intensità molto superiore rispetto a quelli che fanno funzionare le convenzionali turbine eoliche.

Il Kite Gen propone un tipo di centrale elettrica in diretta competizione con le attuali centrali che sfruttano risorse non rinnovabili, introducendo un modo alternativo di produrre energia con installazioni dell'ordine dei GW. Prima di descrivere i dettagli che caratterizzano questa tecnologia, è utile fare una veloce digressione sulle caratteristiche del vento ad alta quota, per metterne in risalto le indiscusse potenzialità.

A 80 metri dal suolo, quota rappresentativa delle torri eoliche di ultima generazione, la media mondiale della velocità del vento è stimata in 4,6 m/s a 10 metri dal suolo è ancora inferiore e stimata sul valore di 3,3 m/s.

Raggiungere comunque una quota di 800 m, che è la quota rappresentativa di una centrale Kite Gen, risulta estremamente vantaggioso, dal momento che, secondo le stime della Kite Gen Research, la velocità media a livello mondiale è attestata sui 7,2 m/s. A tale quota infatti la potenza

specifica del vento, come si può vedere dalla seguente Tabella 3-4, è quasi 4 volte quella a disposizione delle torri eoliche.

Altezza dal suolo [m]	Velocità del vento [m/s]	Potenza specifica [W/m ²]
800	7,2	205
80	4,6	58
10	3,3	22

Tabella 3-4 Potenze generate in funzione dell'altezza della pala

Mediamente quindi, ogni punto della superficie terrestre, a 800 metri sulla propria verticale, può con una centrale Kite Gen attingere a una potenza specifica del vento sufficiente per la produzione di energia.

Un chiaro vantaggio di questa tecnologia è suggerito visivamente nell'illustrazione sottostante. Il cuore del concetto Kite Gen è paragonabile a quello di una torre eolica, nella quale le estremità delle pale, in rosso nella figura, sono la parte più efficiente, dal momento che raggiungono le velocità massime rispetto a tutto il resto del rotore eolico; nel Kite Gen rimangono quindi i soli componenti veramente necessari, ossia le ali ad alta velocità e il generatore. La struttura risultante, comprese le fondamenta a terra, è molto più leggera ed economica. La quota operativa è inoltre variabile in funzione delle condizioni di vento esistenti.

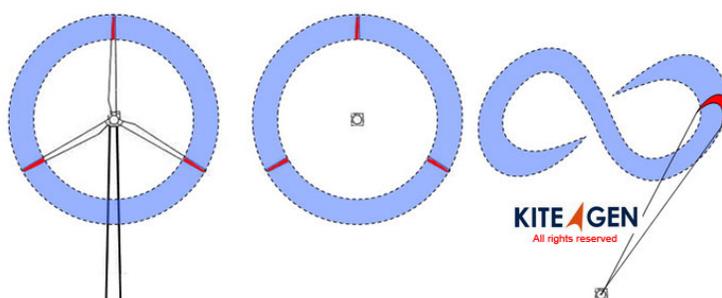


Figura 3-45 Visualizzazione grafica del concetto essenziale di KiteGen: utilizzare solo le parti più efficienti di un aerogeneratore convenzionale

Parte fondamentale è l'unità di manovra (detta KSU, acronimo di Kite Steering Unit) che permette di guidare in modo automatico un'ala (singola o in batteria) secondo una traiettoria prescritta. Il controllo del profilo alare avviene srotolando e riavvolgendo in maniera differenziale i due cavi che

sostengono l'ala su due verricelli azionati da motori. Grazie ad un opportuno software e sulla base di dati ricevuti da sensori avionici a bordo dell'ala, il KSU interviene sui cavi in modo che le traiettorie di volo possono essere controllate, sincronizzate e normalmente dirette alla massima produzione di energia.

Con tale configurazione i generatori Kite Gen sono in grado di intercettare una quantità di vento in quota molto elevata, in un'unica installazione.

La produzione d'energia, che avviene in maniera distribuita, interessa direttamente ciascuna unità di manovra, permettendo di evitare eccessi dimensionali delle macchine elettriche.

L'approccio modulare rende inoltre possibile la costruzione impianti Kite Gen di potenza molto elevata, dove al crescere del diametro del percorso circolare a terra cresce con esponente quadratico il fronte di vento intercettato e quindi la potenza totale estraibile dal vento. Centrali Kite Gen da 100 MW, non molto grandi, con un diametro del percorso circolare a terra pari a circa 1000 m, sono stimate avere un costo dell'energia prodotta inferiore a 0,03 € per kWh.

Tale valore è destinato ulteriormente ad abbassarsi, essendo ipotizzabili impianti da 1 000 MW (1 GW) e oltre.

I Kite Generator presentano diverse configurazioni:

Kite Gen Stem

Nella configurazione "Stem" le ali esercitano trazione sui cavi che, a loro volta, fanno funzionare gli alternatori posizionati a terra che generano elettricità. Quando i cavi sono interamente srotolati le ali vengono guidate in una posizione che offre una minima resistenza al vento ed i cavi vengono riavvolti. Il consumo di energia in questa fase è pari a una frazione minima dell'energia prodotta nella fase di srotolamento. E' compito del sistema di controllo automatico garantire che tali operazioni vengano fatte in modo da ottimizzare la produzione di energia.

Il cervello del progetto è infatti il software che, elaborando i dati raccolti dai sensori avionici montati a bordo delle ali, ottimizza in tempo reale le traiettorie di volo delle stesse al fine di massimizzare la produzione di energia.



Figura 3-46 Configurazione Stem

Nel 2006 è stato costruito un primo prototipo "KSU1", della potenza nominale di 40 kW, che è stato testato fino a un'altezza di 800 m con l'autorizzazione dell'ENAC (Ente Nazionale per l'Aviazione Civile) e dell'ENAV (Ente Nazionale Assistenza al Volo).

Il prototipo ha già prodotto energia grazie a un ciclo intermittente di trazione e recupero: 5 kW di media e 30 kW di picco con un vento a terra di 4,5 m/s.

La configurazione Stem è attualmente in corso di realizzazione e la messa in funzione del primo impianto, in costruzione in Provincia di Asti in un sito a bassa ventosità, è prevista per la fine del 2009.

Kite gen stem off-shore

In alto mare la disponibilità di vento è in generale superiore, sia in termini di forza che di costanza, rispetto alle aree terrestri o costiere, sia a bassa che ad alta quota. Ciò nonostante l'installazione di torri eoliche tradizionali su piattaforme off-shore è impresa ardua, a causa dell'elevato momento ribaltante che le torri generano durante il loro funzionamento.

Nel Kite Gen la posizione del generatore, molto vicino alla piattaforma *off-shore*, ed il punto in cui agiscono i carichi massimi di funzionamento, principalmente la trazione meccanica esercitata dai cavi, sostanzialmente coincidente con il generatore, riducono enormemente il costo delle infrastrutture.

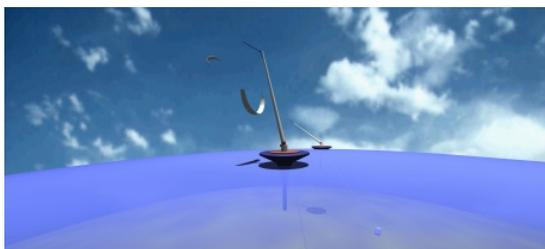


Figura 3-47 Configurazione Kite Stem Gen Off-Shore

Kite gen carousel

Si tratta di una soluzione tecnologica in cui sono messi in serie più generatori Kite Gen, considerati come "modulo base" della configurazione a carosello, in cui la forza trasmessa dai cavi viene mantenuta costante, la lunghezza varia solo per il controllo delle ali e per la scelta della traiettoria ottimale.



Figura 3-48 Configurazione Carousel

Mentre le ali volano a un'altezza di 800-1.000 metri dal suolo, l'intera struttura si muove trascinata dalle ali lungo un percorso circolare sulla base statorica, e l'energia è generata da questo movimento relativo. A regime, il volo dell'intero insieme di ali è guidato in maniera da far ruotare il "cairosello" alla velocità desiderata.

Man mano che il diametro del percorso circolare a terra aumenta, l'ammontare di energia catturato dal fronte vento cresce al quadrato. Il risultato è poi ulteriormente accresciuto dalla maggiore altezza di volo dei profili, quindi dai venti più forti con cui entrano in contatto.

La massima taglia raggiungibile è oggetto di studio, ma da valutazioni iniziali appare possibile eccedere i 1.000 MW (1 GW) senza significativi rischi strutturali, con un diametro di circa 1.600 metri.

7. L'evoluzione dei costi degli impianti

La rapida espansione a livello europeo e mondiale delle installazioni di impianti eolici ha dato un forte contributo all'abbassamento dei costi di installazione degli impianti eolici negli ultimi vent'anni.

A titolo di esempio di seguito viene riportata l'evoluzione dei costi di una installazione eolica dal 1989 al 2006 per unità di kW installato e per unità di area spazzata dal rotore in Danimarca.

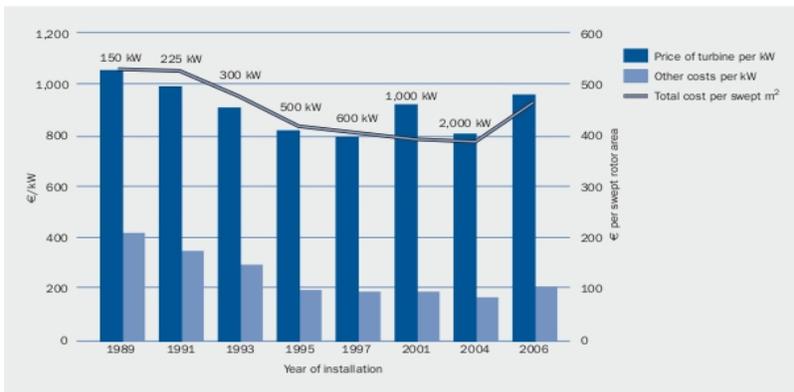


Figura 3-49 Esempio dell'andamento dei costi di un impianto eolico

[FONTE: Risø DTU National Laboratory for Sustainable Energy]

Come si può notare i costi per unità di area spazzata dal rotore sono diminuiti tra il 1989 e il 2004, con una riduzione degli investimenti pari al 2%, e una riduzione dei costi totali pari al 30% in 15 anni.

Questo trend si è interrotto nel 2006 (i costi sono aumentati del 20% rispetto al 2004), a causa dell'aumento della domanda, accompagnato dalla crescita dei prezzi delle materie prime e dai vincoli sui rifornimenti. La continua crescita del 30-40% all'anno della domanda globale sugli impianti eo-

lici in combinazione con l'aumento rapido dei prezzi delle materie prime come l'acciaio, ha contribuito a tenere alti i costi tra il 2006 e il 2008.

Per dare un'idea in merito all'abbassamento dei costi dell'energia prodotta da impianti eolici si riporta tale andamento, nel caso della Danimarca, per diverse tipologie di turbine e per impianti di taglia differente. Da notare che è possibile riscontrare attualmente un simile andamento anche in Germania.

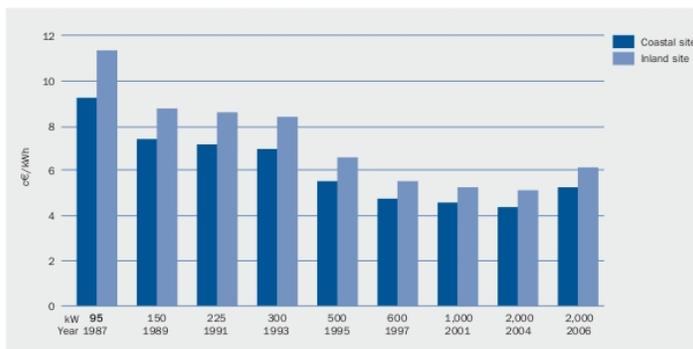


Figura 3-50 Andamento dei costi dell'eolico in Germania

FONTE: Risø DTU National Laboratory for Sustainable Energy]

È facile notare dalla Figura 3-50 come i costi siano nettamente diminuiti nonostante sia aumentata la potenza nominale degli impianti costruiti. Per esempio per i siti costieri, i costi sono diminuiti del 40%, passando dalle turbine a 95 kW installate principalmente intorno agli anni '80, alle turbine da 2 MW installate attualmente, passando da 9,2 c€/kWh, a 5,3 c€/kWh. Ciò significa che quando le nuove installazioni sono raddoppiate, il costo specifico dell'energia è sceso tra il 9 e il 17%.

Per quanto riguarda le installazioni off-shore, queste ultime ricoprono solo l'1% della potenza eolica totale installata nel mondo. Lo sviluppo di impianti off-shore è un fenomeno che sta riguardando principalmente il Nord Europa, interessando i paesi che si affacciano sul Mare del Nord e sul Mar Baltico, nei quali sono stati infatti sviluppati 20 nuovi progetti. Alla fine del 2008 sono state installate 1471 MW di impianti eolici off-shore.

Il costo dell'energia proveniente da parchi eolici di questo tipo è circa il doppio rispetto a impianti eolici convenzionali, anche se questo tipo di installazioni garantiscono una maggiore potenza dovuta ai forti venti che li alimentano e un ridottissimo impatto visivo.

Da ricordare inoltre che, nonostante gli investimenti per wind farm di questo tipo siano estremamente elevati, le ore equivalenti di funzionamento di una turbina in mare sono circa il doppio rispetto ad un aerogeneratore on-shore (2000-2500 per impianti sulla terraferma e 4000 per gli impianti in mare) garantendo una maggiore produzione di energia rispetto alle installazioni convenzionali.

Per quanto riguarda l'aspetto economico, si può ritenere che il costo di un impianto eolico off-shore sia compreso tra 1.450 e 1.650 €/kW, valore che può variare in funzione di numerosi parametri:

- costo della macchina eolica,
- costi delle fondazioni,
- costi delle opere elettriche,
- costi di trasporto,
- costi di montaggio,
- costi di progettazione,
- costi delle indagini in situ.

Nel caso di fondali profondi e frastagliati, tipici dei mari italiani, le voci di costo precedenti possono variare notevolmente.

Per contenere i costi legati all'installazione di eolico offshore sono state recentemente inaugurate in Norvegia le prime turbine eoliche galleggianti.

Si tratta di un'innovazione che permetterebbe di accedere al potenziale immenso dei venti in acque con profondità fino a 700 metri; è ancora presto, però, per valutarne aspetti tecnici e relativi costi.

3.5. Biomasse

1. Definizione delle biomasse

Il termine biomassa riunisce una gran quantità di materiali di natura estremamente eterogenea. Con alcune eccezioni, si può affermare che è biomassa tutto ciò che ha matrice organica, vegetale o animale, destinata a fini energetici.

Sono perciò da escludere le plastiche e i materiali fossili che, pur rientrando nella chimica del carbonio, non hanno nulla a che vedere con la caratterizzazione dei materiali organici.

La biomassa rappresenta la forma più sofisticata di accumulo dell'energia solare. Mediante il processo di fotosintesi, infatti, i vegetali sono in grado di convertire l'energia radiante in energia chimica e stoccarla sotto forma di molecole complesse, a elevato contenuto energetico.

Per tale motivo la biomassa è considerata una risorsa rinnovabile ed inesauribile, se opportunamente utilizzata, ovvero se il ritmo di impiego della stessa non supera la capacità di rigenerazione delle formazioni vegetali.

Al contempo la biomassa è anche una fonte energetica considerata neutrale ai fini dell'incremento delle emissioni di gas a effetto serra: durante il processo di crescita i vegetali, mediante la fotosintesi, contribuiscono alla sottrazione dell'anidride carbonica atmosferica e alla fissazione del carbonio nei tessuti.

A seguito della combustione della biomassa si generano emissioni di anidride carbonica, tuttavia la quantità emessa è pari a quella assorbita dalla pianta e rientra pertanto nel ciclo naturale.

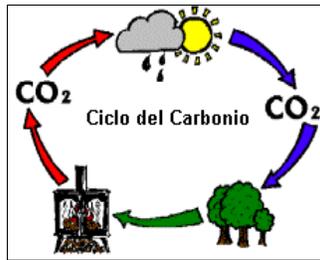


Figura 3-51 Il ciclo del carbonio

Per questo motivo l'impiego a fini energetici della biomassa è considerata una delle priorità di sviluppo delle politiche post Kyoto.

Le biomasse vengono inserite tra le fonti energetiche rinnovabili, in quanto il tempo di sfruttamento della risorsa è paragonabile a quello di rigenerazione. Tra le energie rinnovabili, la biomassa, è l'unica a poter essere convertita in combustibili solidi, liquidi o gassosi mediante opportune e tecnologie di conversione, ormai ben collaudate

Le biomasse sono originate dalla fotosintesi clorofilliana, processo che permette alle piante la produzione di carboidrati, sfruttando la luce del sole



La biomassa è quindi costituita da lunghe catene di C, H e O, principalmente, carboidrati (75%) e lignina (25%). Solo una parte dello spettro solare (45%) interviene nella fotosintesi ed un ulteriore 20% si perde per fenomeni di riflessione o cattivo assorbimento. Il rendimento di fotosintesi è molto basso (compreso tra lo 0,1% ÷ l'1%). Sul nostro pianeta la fotosintesi è l'unico processo in grado di fornire l'ossigeno necessario agli esseri umani ed agli animali per poter vivere e grazie ad esso, annualmente, vengono "fissate" circa 2×10^{11} tonnellate di carbonio all'anno e si producono 120Gt di biomassa con un contenuto energetico dell'ordine di 7×10^4 Mtep (Tep = 41,861MJ = 11.628 kWh Tonnellate equivalenti di petrolio).

Le biomasse idonee alla trasformazione energetica, sia che essa avvenga utilizzando direttamente la biomassa o previa trasformazione della stessa in un combustibile solido, liquido o gassoso, possono essere suddivise per comparto di provenienza nei seguenti settori:

- comparto forestale e agroforestale: residui delle operazioni selvicolturali o delle attività agroforestali, utilizzazione di boschi cedui, etc;
- comparto agricolo: residui colturali provenienti dall'attività agricola e dalle colture dedicate di specie lignocellulosiche, piante oleaginose, per l'estrazione di oli e la loro trasformazione in biodiesel, piante alcoligene per la produzione di bioetanolo;
- comparto zootecnico: reflui zootecnici per la produzione di biogas;

- comparto industriale: residui provenienti dalle industrie del legno o dei prodotti in legno e dell'industria della carta, nonché residui dell'industria agroalimentare;
- rifiuti urbani: residui delle operazioni di manutenzione del verde pubblico e frazione umida di rifiuti solidi urbani.

Si comprende quindi che nel termine biomassa sono raggruppati materiali che possono essere anche molto diversi tra loro per caratteristiche chimiche e fisiche. Di conseguenza, anche le loro utilizzazioni, a fini energetici, possono essere molteplici.

In linea generale, i processi di trasformazione possono essere raggruppati in due diverse categorie:

- i processi di conversione biochimica permettono di ricavare energia attraverso reazioni chimiche dovute alla presenza di enzimi, funghi e altri micro-organismi che si formano nella biomassa mantenuta in particolari condizioni;
- i processi di conversione termochimica hanno come fondamento l'azione del calore che permette lo sviluppo delle reazioni chimiche necessarie a trasformare la materia in energia.

I fattori che indirizzano la scelta verso uno dei due processi sono; il rapporto carbonio/azoto (C/N) e il tenore di umidità alla raccolta: quando il rapporto C/N è inferiore a 30 e il contenuto di umidità supera valori del 30% si utilizzano generalmente processi biochimici, in caso contrario sono più idonei processi termochimici.

Tipo di biomassa	Rapporto C/N	Umidità (%)	Processo
Piante e residui legnosi e cellulosei	> 30	≤ 30	Combustione, carbonizzazione, gassificazione, pirolisi
Piante e residui amilacei	*	> 30	Idrolisi, fermentazione alcolica
Piante e residui zuccherini	*	15 ÷ 90	Fermentazione alcolica
Piante e residui fermentescibili	20 ÷ 30	> 30	Digestione anaerobica
Piante e residui oleaginosi	*	> 30	Estrazione d'olio
Deiezione animale	20 ÷ 30	70 ÷ 90	Digestione anaerobica
* per questa categoria il rapporto C/N può essere qualsiasi			

Tabella 3-5 Processi biochimici di produzione di energia dalle biomasse

A causa dell'umidità in esse presenti, le caratteristiche dei combustibili solidi da biomasse vengono riportate al volume e non al peso, ne consegue che assume particolare importanza il metodo di

stoccaggio e la forma geometrica dello stesso. Per quanto riguarda il legno esistono tre principali unità di misura per il volume: il “metro cubo solido” (mcs) viene utilizzata soltanto per il legno solido. I “metri cubi impilati” (mci) sono principalmente usati per il legno impilabile, mentre la misurazione del “metro cubo in mucchio” (mcm), detta anche “ metro cubo stero”, può essere utilizzata sia per segatura, trucioli e cereali.

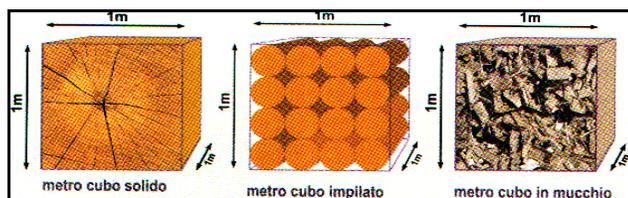


Figura 3-52 Unità di misura per i diversi tipi di legno

BIOMASSA	m^3/t di biomassa	t/m^3 di biomassa
Legna	4,4	0,23
Segatura	6,2	0,12
Frumento sciolto	25-50	0,04-0,02
Frumento in balle	5-10	0,20-0,10
Bagassa	(minori di 5 cm)	0,10-0,05
Barbojo	(da 1m sono tagliate a 1-10cm)	0,01-0,02

Tabella 3-6 Tabella di conversione peso-volume delle biomasse

2. Tipologia di impianti a biomassa

Gli impianti a biomassa di grande taglia possono essere utilizzati per la produzione di energia elettrica e/o termica in entrambi i casi la tecnologia alla base di un impianto è costituita dalla tipologia di griglia per la combustione.

Nel caso di un impianto elettrico l'impianto risulterà più complesso per la presenza degli elementi impiantistici necessari a ottenere energia elettrica e non solo termica.

Di seguito viene riportato lo schema a blocchi di un impianto a vapore, alimentato a biomasse, per la produzione di energia elettrica.

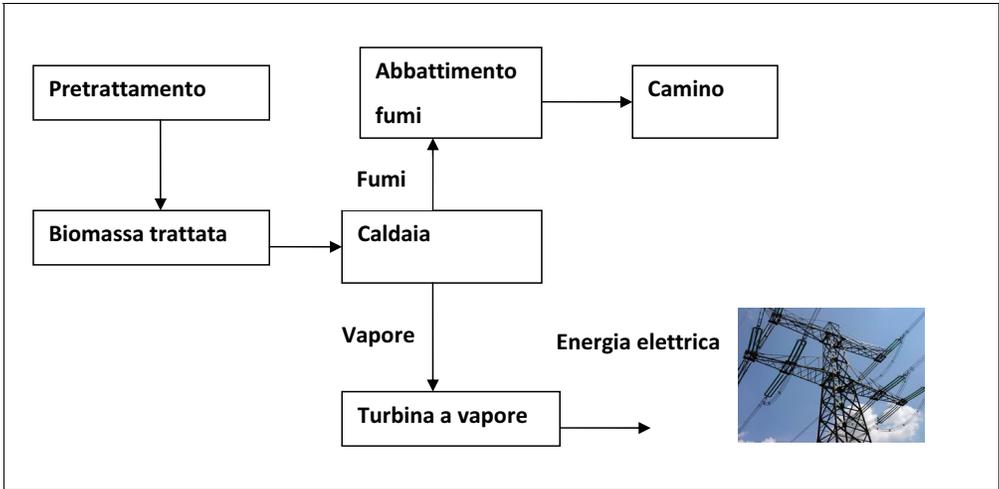


Figura 3-53 Schema di un impianto a vapore

Nel caso della produzione termica particolarmente interessanti sono gli impianti di **teleriscaldamento**. Tale impianto può essere assimilato ad un impianto centralizzato che produce acqua calda e la distribuisce in vari punti della città. L'acqua, trasportata attraverso una rete di tubazioni coibentate, giunge fino agli edifici allacciati; qui, tramite uno scambiatore, cede il calore all'impianto condominiale e consente di riscaldare gli ambienti e usufruire di acqua calda per impieghi domestici ed igienico-sanitari. Una volta ceduto il calore, l'acqua utilizzata per il teleriscaldamento, scesa a circa 60°C, ritorna in centrale per essere riportata alla massima temperatura e ripetere il proprio ciclo. Inoltre, per garantire l'inerzia termica del sistema, vengono generalmente previsti dei serbatoi di accumulo (serbatoio caldo e freddo).

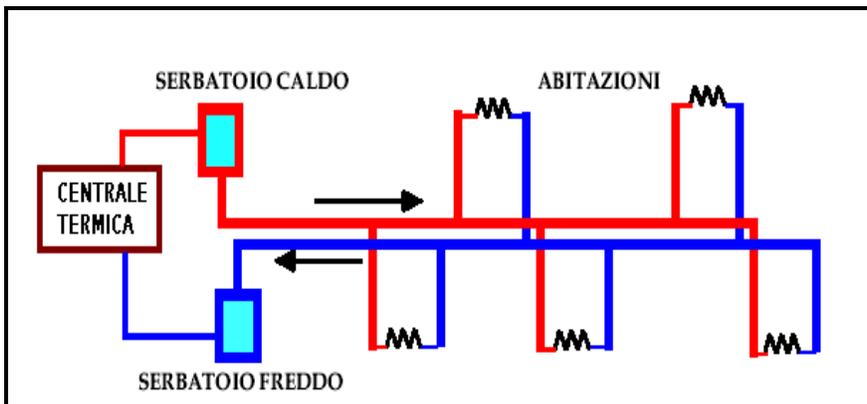


Figura 3-54 Schema semplificato di impianto di teleriscaldamento

Il riscaldamento delle case della città dipende da un'unica centrale termica ubicata, preferibilmente, in una posizione baricentrica rispetto alle utenze allacciate e necessariamente nelle immediate vicinanze di esse.

Tali impianti basano il loro funzionamento sul processo di combustione diretta; una reazione di ossidazione esotermica tra il combustibile e il comburente (ossigeno presente nell'aria). In una reazione esotermica l'energia chimica contenuta nel combustibile si libera sotto forma di calore.

combustibile + comburente → calore + residui

La combustione è un processo di ossidazione rapido che avviene con emissione di luce e calore (fiamma) durante il quale l'energia chimica si trasforma (degradandosi) in energia termica. Generalmente, la combustione avviene mediante ossigeno (comburente), le sostanze, che legandosi con l'ossigeno danno luogo alla combustione, sono i combustibili. In tutte le reazioni chimiche esiste un determinato rapporto tra i reagenti (rapporto stechiometrico), quindi, la proporzione tra combustibile e comburente è fondamentale affinché il processo avvenga in modo ottimale.

La combustione deve soddisfare le esigenze peculiari del processo (combustione per produzione di calore o per produzione di energia elettrica) e del tipo di combustibile (solido, liquido o gassoso). La reazione di combustione, la temperatura e le quantità di possibili inquinanti, vengono controllate mediante la regolazione dei flussi di combustibile e di comburente (aria).

È necessario evidenziare che il comburente ossigeno è immesso nella camera di combustione come aria cioè una miscela di gas nella quale l'ossigeno rappresenta solo il 21% il restante 79% è costituito da azoto. In pratica, per ogni m³ di ossigeno fornito alla combustione vengono insufflati contemporaneamente 3,7 m³ di azoto.

Proprio, l'azoto è responsabile della formazione degli NO_x, il cui abbattimento deve essere previsto in fase di progettazione dell'impianto a biomasse. .

La proporzione tra combustibile e comburente permette di controllare:

- La temperatura dei fumi;
- La temperatura delle ceneri;
- La percentuale di incombusti;
- Le percentuali di possibili inquinanti;
- La composizione dei fumi.

Si definisce eccesso d'aria la percentuale di aria alimentata in eccesso rispetto alla quantità stechiometrica, le combustioni reali avvengono in eccesso rispetto alla stechiometria per garantire condizioni ottimali di reazione (presenza di O₂ in quantità adeguate ad ossidare completamente il combustibile in tutto il volume di combustione).

La combustione può essere divisa in quattro fasi:

- Riscaldamento ed essiccazione (fino a 200°C);
- Pirolisi (225°C÷500°C): conduce alla formazione di gas, composti catramosi e carbonio allo stato quasi puro;

- Fase gassosa (500°C÷750°C): brucia i gas precedentemente formati;
- Reazione di ossidazione del carbonio.

La cenere risultante dalla combustione ottimale di legna allo stato naturale (circa 1% del peso) è composta essenzialmente da : ossidi di calcio, silicio, potassio, magnesio e può essere usata come fertilizzante.

Ogni tipo di biomassa è composto da una parte umida, e da una parte di sostanza secca. Il tasso di umidità oscilla tra il 10 ed il 70%, quindi, un elevato valore di umidità penalizza l'attitudine alla combustione in quanto quota parte del calore sviluppato è necessario all'essiccazione completa. Ne consegue che per i processi di conversione termica sono richiesti bassi tassi di umidità.

Forni

La combustione delle biomasse avviene all'interno di forni, i sistemi di combustione diretta delle biomasse attualmente più adottati ricadono in una delle seguenti categorie di forni:

- a tamburo rotante;
- ad aria controllata;
- a griglia;
- a letto fluido;

Forni a tamburo rotante

Sono costituiti da un cilindro rotante attorno al proprio asse dotato di opportuna inclinazione (in genere 1÷3% rispetto all'orizzontale) per favorire il movimento del materiale quando sono alimentati con solidi.

La combustione del letto avviene direttamente a contatto con la parete del forno, spesso rivestita di refrattario; la carica del materiale e lo scarico delle scorie e dei residui avvengono dalle due estremità opposte del tamburo. In questi forni il contatto tra combustibile e comburente non è molto efficace e per questo si utilizzano dispositivi di movimentazione del letto (ad es. palettature che trascinano il materiale), strutture a valle del forno che permettono di raggiungere il completamento delle reazioni di ossidazione (camere di postcombustione), ed eccessi d'aria anche maggiori del 150% .

Il cilindro può essere semplicemente in acciaio, rivestito di materiale refrattario, o può avere le pareti a tubi d'acqua per la produzione di vapore. Il diametro del cilindro può andare da 1,5 fino a 4,5÷5 metri; il rapporto lunghezza/diametro è compreso nell'intervallo 2÷5 (in molti casi è dell'ordine di 3÷4); il numero di giri varia in generale tra 0,2 ed 1÷1,2 rpm . I forni si avvalgono di un bruciatore ausiliario che occorre nella fase di avviamento ma anche a regime quando si bruciano materiali con basso potere calorifico che non garantiscono autonomamente la combustione.

Forni ad aria controllata

Sono unità di piccole dimensioni, in genere hanno potenzialità inferiori ad una tonnellata/ora. Il sistema è costituito da due camere di combustione, una primaria ed una secondaria. Nella camera

primaria viene caricato il rifiuto ed in essa viene inviata aria, con portata controllata, in quantità inferiore a quella stechiometrica, in molti casi tra il 40 ed il 70% di questa. Nella camera primaria non si ha il completamento della combustione; essa pertanto funziona come un gasificatore e produce sostanze volatili combustibili che passano poi alla seconda camera. Nella camera di combustione secondaria, viene fornita aria in eccesso rispetto a quella necessaria per il completamento della combustione (eccesso d'aria pari al 50÷100%) e si ha la completa ossidazione delle sostanze volatili generate nella prima zona. Le due camere, in genere adiabatiche, hanno temperature rispettivamente di 700÷900°C la prima e 1000÷1100°C la seconda, regolate entrambe tramite il controllo della portata d'aria comburente.

Forni a griglia

I forni a griglia trovano impiego molto ampio nel campo della combustione delle biomasse. La potenzialità di queste unità può andare da 40÷50 t/giorno fino ad 800÷1000 t/giorno nel caso di impianti maggiore impegno.

Nel forno a griglia si realizzano tre fasi di combustione:

- la prima fase ha luogo sopra la griglia nella sua parte iniziale dove avviene l'essiccamento del combustibile (in particolare nel caso di biomasse, ad elevato tasso di umidità), l'accensione e la combustione in fase solida;
- la seconda fase di combustione ha la funzione di completare l'ossidazione delle sostanze volatili combustibili liberatesi per pirolisi dalle biomasse che avanzano sopra la griglia. Questa fase si verifica nella parte centrale ed alta della camera di combustione;
- la terza fase della combustione ha luogo sopra la griglia nella sua parte terminale, dove si realizza l'esaurimento della combustione dei residui solidi e la precipitazione delle scorie nella zona sottostante la griglia.

Questi forni sono caratterizzati da una griglia, fissa o mobile, su cui, tramite caricamento da tramoggia e con uno spintore, viene formato un letto di rifiuti, sottoposto poi al processo di combustione; l'aria viene iniettata sottogriglia in quantitativi circa stechiometrici in relazione alla quantità di rifiuto presente sul letto, sopra la griglia viene invece inviata l'aria necessaria al completamento della combustione e per il controllo della temperatura.

Nei forni a griglia mobile (quelli di maggiore potenzialità), la griglia a contatto con la biomassa è sottoposta a movimentazioni di vario tipo, permettendo il rimescolamento del combustibile, il suo contatto con l'aria comburente ed il suo avanzamento fino alla fine della griglia, ove vengono scaricate le scorie (materiale non combusto). Il letto, formato dalle biomasse, è spesso qualche decina di centimetri e ciò consente di mantenere condizioni di combustione medie costanti, anche in presenza di irregolarità dell'alimentazione.

Il tempo di permanenza del combustibile sulla griglia deve essere sufficiente per permettere la combustione e gasificazione della parte organica del rifiuto (in genere 30÷60min.); la parte che giunge alla fine della griglia senza essere bruciata (perché incombustibile o per altri motivi) viene scaricata tramite un apposito sistema, raccolta insieme alle scorie finì passate attraverso la griglia ed avviata ad opportuni trattamenti.

Forni a letto fluido

Il combustore a letto fluido è essenzialmente costituito da un cilindro verticale, in cui la biomassa, opportunamente trattata, viene tenuta in sospensione (fluidificato) da una corrente d'aria, inviata attraverso una griglia posta alla base del cilindro stesso.

In molti casi, il cilindro contiene un inerte che si mescola al materiale da bruciare all'atto dell'alimentazione, in modo da favorire i processi di scambio termico, fornire sufficiente inerzia termica al sistema, regolarizzare il processo; un tipico inerte è la sabbia.

Un parametro caratteristico del funzionamento del letto fluido è costituito dalla velocità superficiale dell'aria (velocità di fluidificazione), data dalla portata volumetrica dell'aria (ad esempio riferita alle condizioni di pressione e temperatura che si hanno sopra il letto) divisa per la sezione del letto stesso.

L'utilizzo di forni a letto fluido per la combustione delle biomasse è subordinato ad un loro pretrattamento, che ne modifichi opportunamente la pezzatura.

I letti fluidi possono essere realizzati ed operare in condizioni molto diverse. Una prima differenziazione è tra letti fluidi in pressione atmosferica e letti fluidi in pressione; nel campo delle biomasse ci si limita per ora quasi esclusivamente a letti in pressione atmosferica.

Dal punto di vista delle modalità di fluidificazione ed in particolare della velocità di fluidificazione, i letti si possono dividere in convenzionali (o a letto bollente, con velocità di fluidificazione medio-bassa) ed a letto ricircolato (o trascinato, con velocità di fluidificazione elevata). Esistono anche modifiche di tali sistemi, quali ad esempio sistemi a letto rotante, configurati in modo tale da conferire al letto un moto rotatorio attorno ad un asse verticale.

I letti fluidi convenzionali sono costituiti essenzialmente da una colonna, in cui l'aria viene insufflata dal basso ed il combustibile iniettato dall'alto o lateralmente. La velocità di fluidificazione (velocità superficiale V_s) è dell'ordine di $1\div 3\text{m/s}$ e consente solo un minimo trasporto di materiale particolato nella corrente.

Nei letti fluidi ricircolati, invece, la velocità di fluidificazione può raggiungere anche valori di $8\div 10\text{m/s}$, consentendo quindi un notevole trascinamento di particolato solido che deve essere separato dalla corrente e riavviato nel letto prima dello scarico dei fumi (il materiale del letto viene fatto ricircolare). La separazione avviene in genere attraverso un ciclone, alla base del quale, le particelle separate vengono riavviate nel letto principale.

Con i letti ricircolati si ottengono notevoli turbolenze nelle sospensioni, si riducono le disomogeneità trasversali, con possibilità di aumentare l'efficienza di alcuni processi (mescolamento, scambio termico, ecc.) e quindi di conseguenza, i carichi specifici.

Il funzionamento dei letti fluidi non è comunque esente da problemi, poiché essi richiedono una corretta gestione al fine, ad esempio, di evitare periodi di defluidificazione del letto, che possono derivare dalla presenza di ceneri bassofondenti, che portano a fenomeni di agglomerazione. Questo fatto, consiglia di usare i letti fluidi quando le caratteristiche dei combustibili in alimentazione, sono note ed è anche ben noto il punto di rammollimento delle ceneri. Si possono avere, inoltre, problemi relativi alla omogeneità di mescolamento in senso trasversale, con necessità di incre-

mentare i punti di iniezione del combustibile e di aumentare la velocità di fluidificazione (v_s , velocità media dei gas riferita alla sezione).

L'esperienza di smaltimento dei rifiuti con letti fluidi non è ancora particolarmente ampia ed appare attualmente non semplice valutare completamente la potenzialità di questo sistema, specie in relazione agli altri disponibili, almeno facendo riferimento alla situazione nazionale.

3. Costi di impianto ed esercizio

Costi impianti per la produzione di energia elettrica

Il costo dell'impianto, per kW installato, risulta poco competitivo (circa **3.000,00 €/kW**) rispetto a quello dei grandi e grandissimi impianti alimentati a combustibili fossili; tuttavia, se si fa riferimento ad un impianto "tradizionale", con potenza installata dello stesso ordine di grandezza, il divario tra gli investimenti risulta modesto. Inoltre, al fine di stilare un conto economico di tipo indicativo con relativo calcolo del tempo di ammortamento, è necessario tenere conto anche dei ricavi conseguibili dall'intervento stesso.

Di seguito, si riporta un la percentuale di costo da imputare ai singoli componenti di un impianto termoelettrico a biomasse.

Preventivo costi di investimento	%
Opere civili	24
Sezione stoccaggio e preparazione combustibile	7
Sezione di combustione, produzione vapore e linea fumi	40
Sezione produzione energia elettrica	24
Connessione rete elettrica	2
Spese tecniche e direzione lavori	2
Collaudo	1
Totale generale	100

Tabella 3-7 percentuali di costo dei componenti di un impianto termoelettrico a biomasse

Considerando un impianto termoelettrico da **10 MW_e** **costi di gestione** ottenuto come somma dei costi relativi all'acquisto di biomasse, dei lubrificanti, degli additivi chimici necessari al trattamento dei fumi, dello smaltimento delle ceneri, del personale impiegato in centrale e quelli di manutenzione ordinaria. Tali costi possono essere stimati in circa **11.000.000 €/anno**.

Costi impianti per la produzione di energia elettrica teleriscaldamento

La fattibilità di una centrale termica è intrinsecamente legata agli aspetti economici, che nel caso di una centrale di teleriscaldamento sono ancor più vincolanti del caso termoelettrico. Ciò è dovuto soprattutto ai maggiori oneri dovuti all'esecuzione della rete di distribuzione che generalmente si attestano intorno al 60% del costo totale dell'opera (**circa 800.000 €/km**). Di seguito si riporta il dettaglio dei costi della rete in funzione del diametro dei tubi:

- Diametro mm 25 114 €/m
- Diametro mm 50 145 €/m
- Diametro mm 100 415 €/m
- Diametro mm 150 517 €/m
- Diametro mm 200 620 €/m
- Diametro mm 250 700 €/m
- Diametro mm 300 775 €/m
- Diametro mm 350 930 €/m

Il costo dell'impianto, per kW_{th} installato, risulta poco pari a circa **600 €/kW** esclusa la rete di teleriscaldamento **1700 €/kW** se si considera la rete di teleriscaldamento (ipotizzando la lunghezza della rete inferiore a 30 km).

Di seguito nella Tabella 3-8, si riporta un la percentuale di costo da imputare ai singoli componenti di un impianto di teleriscaldamento a biomasse.

Centrale di teleriscaldamento	%
opere civili	10
caldaia a biomassa	10
gruppo cogenerativo	10
costi generali (uffici, attrezzature)	10
rete di teleriscaldamento	60
Totale	100

Tabella 3-8 percentuali di costo dei componenti di un impianto di teleriscaldamento a biomasse

Considerando un impianto termoelettrico da **20 MW_{th}** i **costi di gestione** ottenuto come somma dei costi relativi all'acquisto di biomasse, dello smaltimento delle ceneri, del personale impiegato in centrale e quelli di manutenzione ordinaria, possono essere stimati in circa **3.200.000 €/anno**.

4. Durata prevista degli impianti

Nel caso degli impianti a biomassa la vita media può essere ipotizzata pari a circa 15 anni la presenza della caldaia, e nel caso termoelettrico, del gruppo turbina alternatore aumentano i costi di manutenzione e le relative spese di gestione legate anche al fermo macchina piuttosto lunghi.

5. Smaltimento dei componenti

A fine ciclo di vita l'impianto deve essere dismesso, per la dismissione è necessario, innanzitutto, individuare i principali componenti dell'impianto.

Nel caso di un impianto a biomasse per la produzione di energia elettrica si possono individuare diverse zone dell'impianto. In primo luogo l'isola di potenza comprendente, l'edificio macchine

(dove alloggiavano al suo interno principalmente la caldaia, la turbina a vapore, il generatore elettrico e il carroponente di servizio, il camino connesso all'edificio macchine tramite il condotto fumi, il condensatore ad aria. Adiacenti all'isola di potenza sono disposti i fabbricati minori destinati agli impianti ausiliari, l'edificio che ospita la sala controllo, il serbatoio di acqua industriale, l'edificio che ospita la sottostazione elettrica blindata, i trasformatori, oltre alle recinzioni perimetrali, piazzali asfaltati di manovra, parcheggi per dipendenti e personale di servizio.

Per la dismissione dell'impianto si può stimare che il tempo necessario sia di circa 12-16 mesi.

La dismissione può essere pensata composta da più fasi:

- a) fase di smontaggio delle varie componenti dell'impianto
- b) fase di demolizione delle opere civili quali edifici, edifici prefabbricati opere di fondazione
- c) fase di demolizione della rete di distribuzione dell'energia elettrica
- d) demolizione del camino di scarico della centrale

1. i principali componenti dell'impianto:

caldaia –vengono recuperati i tubi di acciaio che costituiscono il fascio tubiero del generatore, generalmente tagliandoli, per essere trasportati e successivamente riciclati.

- **Turbina** - Durante lo smaltimento occorre separare i componenti per il riciclaggio in base alla loro natura:
 - o rottame ferroso
 - o alluminio
 - o olio di lubrificazione

Generatore elettrico - Durante lo smaltimento occorre separare i componenti per il riciclaggio in base alla loro natura:

- o rottame elettronico (elettronica dell'encoder)
- o rottame ferroso
- o alluminio
- o metalli verniciati (ruote di ingranaggi, avvolgimenti di motori)
- o Oli in base alle prescrizioni relative all'olio esausto (nessun mescolamento con solvente, e detergenti a freddo)

b) I rifiuti da demolizione delle opere edili, delle infrastrutture stradali sono per la maggior parte costituiti da frazioni inerti quali: calcestruzzo, laterizi, terre di scavo, etc. Essi vengono già impiegati nell'industria delle costruzioni stradali come materiale di sottofondazione o come riempimento nei rilevati, ma tale modalità di riutilizzo è limitata alle frazioni di pezzatura più grossa ed inoltre consente di smaltire solo volumi relativamente piccoli di macerie. In fase di demolizione, generalmente, viene prodotto un flusso indifferenziato di macerie, costituito da frazioni eterogenee, che rende complesse e, quindi, costose le eventuali operazioni di recupero. In quest'ottica, una separazione preliminare dei materiali può risultare conveniente. In vista di un riutilizzo dei rifiuti sareb-

be quindi opportuno ricorrere a tecniche di "demolizione selettiva". La demolizione selettiva è una pratica che mira a separare le diverse frazioni di materiali demoliti per sottoporli ad adeguati trattamenti che ne facilitino il re-impiego. Infatti, tanto più omogeneo è il materiale ottenuto dalla demolizione, tanto più elevate sono le possibilità di recupero. Questo tipo di demolizione richiede, naturalmente, una riorganizzazione del cantiere edilizio, non solo perché le operazioni tradizionali vengano sostituite da operazioni di smontaggio e destrutturazione finalizzate all'ottenimento di frazioni omogenee, ma anche perché si richiede di un'adeguata formazione del personale di cantiere.

c) fase di demolizione della rete di distribuzione dell'energia elettrica da cui recuperare il rame dei componenti elettrici può essere completamente riciclato.

d) demolizione del camino - I macchinari per le demolizioni a grandi altezze si chiamano genericamente "fly-demolition". Questi mezzi sono mantenuti in quota da una gru a torre nel caso di grandi altezze o, diversamente, anche soltanto con delle autogru. Se la ciminiera è molto alta, le parti vengono fatte cadere prevalentemente all'interno sia perché rappresentano così un minore, sia perché la ciminiera stessa diventa un contenitore naturale dei pezzi demoliti.

Infine, è sempre necessario valutare l'inquinamento del suolo, ed eventualmente effettuare una bonifica, prima della restituzione del terreno ad altro uso.

Nel caso di un impianto a biomasse in teleriscaldamento senza produzione elettrica non sarà presente il gruppo elettrico, mentre bisogna considerare la rete di teleriscaldamento generalmente costituita da tubazioni in polietilene. Tuttavia, il recupero di tali materiali potrebbe risultare antieconomico visti i notevoli costi per disseppellire le tubazioni. Si potrebbe addirittura non intervenire sulla rete di teleriscaldamento lasciando le tubazioni nel sottosuolo.

6. Innovazione e Ricerca

Le principali innovazioni relative alle centrali a biomassa di grande taglia, termiche e/o elettriche, sono da ricercarsi nei sistemi di combustione. In particolare, si cerca di ridurre le emissioni di NO_x, CO, e a incrementare il rendimento minimizzando l'eccesso d'aria.

Le tecniche applicate si basano sul dividere il processo globale di combustione in stadi: pirolisi della biomassa, combustione dei gas di pirolisi e combustione del carbone.

Riguardo all'incremento del tasso di combustione, si stanno sviluppando alcune tecniche speciali per applicazioni più o meno specifiche.

Cyclonic Combustion System

Un primo esempio è costituito dai Cyclonic Combustion System, adatti a bruciare scarti di legno e residui agricoli, tipicamente di dimensioni e forma regolari e con contenuto di umidità relativamente basso. Tali sistemi comprendono una camera cilindrica all'interno della quale viene introdotta l'aria necessaria al processo di combustione. L'aria nella camera assume un movimento ci-

clonico, che consente un'ottima miscelazione con il particolato sospeso, consentendo una combustione molto efficiente. I gas caldi prodotti dalla combustione passano dalla camera cilindrica attraverso la caldaia o altri dispositivi scambiatori di calore. I fumi di scarico vengono quindi ripuliti dalle ceneri prima di venire rilasciati nell'atmosfera attraverso il camino.

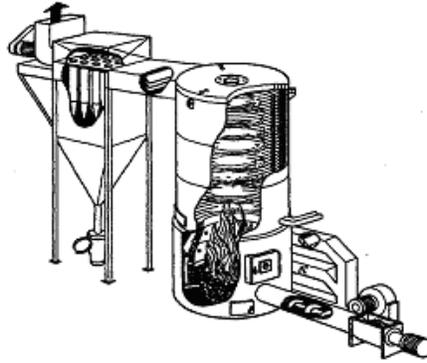


Figura 3-55 Cyclonic Combustion System

Cygar Burner

Un secondo esempio può essere costituito dal sistema sviluppato in Danimarca, chiamato Cygar Burner, che opera su grande scala per produrre vapore (per teleriscaldamento) ed energia elettrica (che viene fornita alla rete nazionale di trasmissione). Il materiale di alimentazione testato è costituito da balle di paglia e cereali che, intere o sezionate, sono alimentate in modo continuo tramite un sistema a pistone idraulico. I sistemi a palla intera sono in realtà sconsigliati a causa dei picchi di produzione di CO all'atto dell'inserimento di una nuova palla in camera di combustione.

All'interno della camera di combustione il combustibile inizia a gasificare; segue la combustione del carbone (charcoal); il materiale incombusto viene trasportato sulla griglia.

Il controllo della temperatura è molto importante nella combustione di paglia e cereali, che presentano una bassa temperatura di fusione delle ceneri e un'elevata temperatura adiabatica di combustione, a causa della bassa umidità. Per questa ragione si utilizzano sistemi di raffreddamento ad acqua o tramite ricircolo di gas incombusti; in condizioni di funzionamento normale la temperatura nel forno non dovrebbe superare i 900°C. Si rende inoltre necessario un sistema di pulizia automatico sullo scambiatore per evitare corrosioni e formazione di depositi, a causa della formazione di ceneri molto fini e volatili e di aerosol dalla condensazione di vapori alcalini.

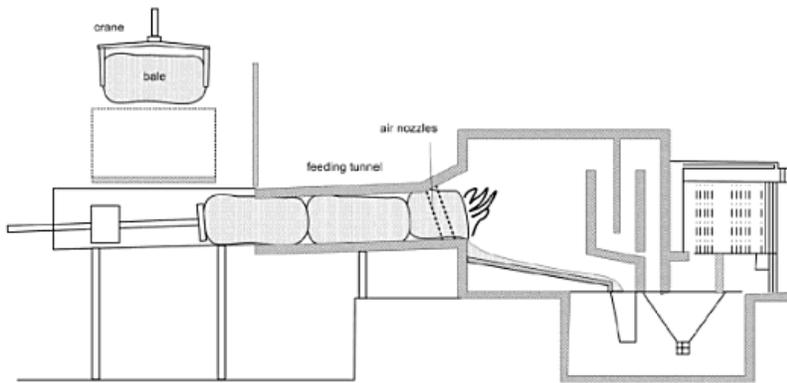


Figura 3-56 Cigar Burner

Forni a griglie rotanti alimentate dal basso (Underfeed Rotating Grates)

Queste griglie (Underfeed Rotating Grates) costituiscono un nuovo tipo di camera di combustione di origine finlandese. La griglia è conica, ed è divisa in sezioni che ruotano in verso opposto e l'aria primaria viene insufflata dal basso nella camera di combustione primaria, ottenendo così un ottimo mixing tra combustibile che brucia e combustibile fresco e umido.

I gas combustibili che si formano sono bruciati in una camera di combustione secondaria, verticale od orizzontale; in particolare la versione orizzontale è utilizzata per la produzione di acqua calda o vapore tra 1 e 10 MWt, la versione verticale per la produzione di acqua calda tra 1 e 4 MWt.

Questa configurazione risulta molto adatta alla combustione di biomassa molto umida (corteccia, segatura, chip di legno), con contenuto di umidità sino al 65% in peso. Il combustibile è alimentato dal basso tramite sistemi a vite (similmente ai sistemi di combustione del tipo "underfeed stokers"), ed è per questo che è necessario avere una dimensione tipica della biomassa in ingresso inferiore ai 50 mm.

La flessibilità del sistema è tale che risulta in grado di bruciare anche mistura di legno e fanghi di origine biologica.

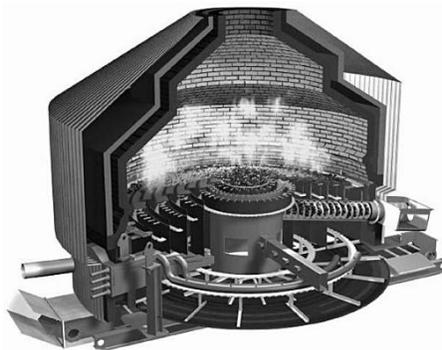


Figura 3-57 Underfeed Rotating Grates

7. L'evoluzione dei costi degli impianti

Attualmente in Europa, si contano oltre 4.000 impianti per la produzione di biogas, di cui circa 150 in Italia (dati gennaio 2008). Le regioni con maggior numero di impianti sono la Lombardia (48), il Trentino-Alto Adige (34) l'Emilia-Romagna (30) e il Veneto (17), dove maggiore è la concentrazione di allevamenti zootecnici.

Come osservato precedentemente il costo maggiore di un impianto per la produzione di biogas è da imputare all'acquisto del cogeneratore. I costi di impianto possono ritenersi in prima approssimazione legati all'evoluzione dei costi dei cogeneratori, di cui si riporta il costo specifico nella tabella seguente.

Tecnologia cogenerativa	Motori a gas	microturbine
Potenza kW	50-5.000	30-200
Costo impianto €/kW	250-750	300-900

Tabella 3-9: costi dei cogeneratori per impianti a biogas

3.6. Biocombustibili

1. Definizione dei biocombustibili

Dal punto di vista scientifico con il termine *biocombustibili* si intendono tutti i prodotti che derivano direttamente o indirettamente da sostanze vegetali (le biomasse), che possono essere utilizzati come combustibili alternativi a quelli fossili. In questa definizione rientrano dunque praticamente tutte le tipologie di combustibili derivati da sostanze vegetali (e in parte animali), solidi, liquidi e gassosi. I *biocombustibili solidi* vengono comunemente chiamati *biomasse* e sono stati descritti nelle sezioni precedenti. I *biocombustibili liquidi* vengono semplicemente denominati *biocombustibili* o *biocarburanti*. I *biocombustibili gassosi* sono denominati, a seconda del tipo di processo di produzione, *syngas* (processo termochimico) o *biogas* (processo chimico), e saranno descritti nella prossima sezione.

I biocarburanti vengono utilizzati nelle macchine comunemente alimentate con combustibili fossili liquidi o gassosi (motori a benzina, motori diesel, macchine a gas, ecc.) sia come combustibili alternativi a questi, sia come additivi.

Dal punto di vista normativo la direttiva 30/CE/2003 riguardante la promozione dell'uso dei biocarburanti, identifica come biocarburanti almeno i seguenti prodotti: bioetanolo, biodiesel, biogas, biometanolo, biodimetil-etere, bio-ETBE (etil-tertio-butil-etere), biocarburanti sintetici, bio-idrogeno e olio vegetale puro. La direttiva 30/CE/2003 è stata inizialmente recepita in Italia col DL 128/2005, nel quale vengono riprese le definizioni date nella Direttiva Europea in parte modificate. In particolare nel DL in questione si definisce *biocarburante* un carburante liquido o gassoso per i trasporti ricavato dalla biomassa, e *biomassa* la parte biodegradabile dei prodotti, rifiuti e re-

sidui provenienti dall'agricoltura, comprendente sostanze vegetali e animali, dalla silvicoltura e dalle industrie connesse, nonché la parte biodegradabile dei rifiuti industriali e urbani; Ad oggi i biocarburanti più diffusi sono il bioetanolo, il biodiesel, e il loro utilizzo è concentrato nel settore dei trasporti.

2. Produzione di biocombustibile

Analizzando più nel dettaglio i processi di produzione dei biocombustibili prima definiti si ha:

Produzione del biodiesel:

il biodiesel deriva dalla transesterificazione degli oli vegetali effettuata con alcol metilico ed etilico. Ne deriva un combustibile simile al diesel che può essere utilizzato come combustibile nei motori ad accensione spontanea. Gli oli vegetali prodotti provengono dalla spremitura dei semi o dei frutti di piante oleaginose quali ad esempio: la colza, il girasole, la palma da olio, alcune varietà di alghe, la soia, le arachidi. Il biodiesel può essere un sostituto totale o parziale (in miscela) del gasolio.

A partire dal 2003 in Brasile è stato avviato il *Progetto Probiobiodiesel* per lo sviluppo della filiera agro-energetica per la produzione di biodiesel da piante oleaginose.

L'Europa è leader mondiale nella produzione di biodiesel (più del 90% del totale, principalmente da colza e girasole), con 3,1 milioni di t di biodiesel prodotti nel 2005. In questo campo primeggia la Germania, seguita da Francia e Italia, grazie alla Direttiva 2003/30/CE del Parlamento Europeo e del Consiglio dell'8 maggio 2003 sulla promozione dell'uso dei biocarburanti o di altri carburanti rinnovabili nei trasporti, che prevede il raggiungimento di un target del 5,75% di produzione di biocarburanti per autotrazione entro il 2010, e del 20% entro il 2020. Nel 2005 in Italia sono state prodotte 369.000 t di biodiesel, importando però l'80% dei semi oleosi.

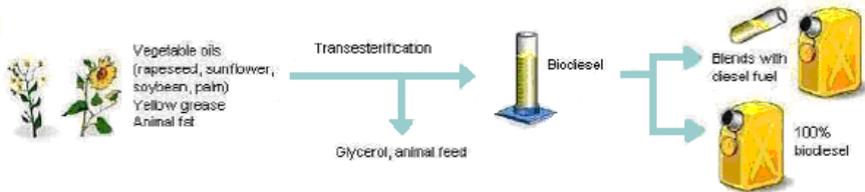


Figura 3-58 Filiera di produzione del biodiesel

Il ciclo di vita del biodiesel risulta più efficiente rispetto a quello del gasolio. Infatti il primo consente di ottenere una media di 2,5 unità di energia sotto forma di combustibile per unità di energia fossile consumata. Per il secondo tale rapporto scende a 0,93. Riguardo agli aspetti ambientali i risultati evidenziano, con il passaggio dall'uso del gasolio a quello del biodiesel, riduzioni delle emissioni di CO₂ variabili da circa il 40 al 70% in dipendenza delle ipotesi considerate. Ciò corrisponde a emissioni evitate dell'ordine di 1,4÷2,4 kg di CO₂ per kg di gasolio sostituito (equivalenti a 1,2÷2,1 kg di CO₂ per kg di biodiesel utilizzato).

Il processo di produzione

Gli oli e grassi vegetali, da cui deriva il biodiesel, sono sostanze derivate dalle piante e sono composti da trigliceridi. I semi oleosi possono contenere dal 20 al 60% di olio. L'olio estratto dalle piante è stato usato fin dall'antichità nelle varie culture, per vari scopi. Al giorno d'oggi per scopi energetici, negli Stati Uniti è molto diffuso l'uso dell'olio di soia, nel sud est dell'Asia si utilizza il 10% dell'olio di palma prodotto, mentre in Canada e in Europa viene usato soprattutto l'olio di colza.

Il contenuto di calore degli oli vegetali è circa l'88% del diesel D2. Ci sono piccole differenze tra il contenuto di calore i vari tipi di olio vegetale. La Tabella 3-10 mette a confronto alcune proprietà degli oli vegetali con quelle del diesel D2²⁶.

Tipo di carburante	Contenuto di calore (MJ/kg)	Densità (kg/m ³)	Viscosità a 300 K (mm ² /s)	Numero di Cetano
Diesel D2	43,4	815	4,3	47,0
Olio di semi di girasole	39,5	918	58,5	37,1
Olio di semi di soia	39,6	914	65,4	38,0
Olio di mais	37,8	915	46,3	37,6
Olio di colza	37,6	914	39,2	37,6

Tabella 3-10 Confronto di alcune proprietà degli oli vegetali con il diesel D2

I valori della densità degli oli vegetali sono compresi tra 914 e 918 kg/m³, mentre quella del diesel D2 è di 815 kg/m³. I valori della viscosità cinematica degli oli vegetali variano tra 39,2 e 65,4 mm²/s a 300 K. Gli oli vegetali sono estremamente viscosi, con viscosità da 9 a 15 volte maggiori del diesel D2. La diminuzione del contenuto di calore è il risultato di una bassa quantità di idrogeno nelle molecole di carburante.

Nella seguente Figura è riportata la filiera di produzione del biodiesel.

La lavorazione degli oli è costituita dalle fasi di estrazione e raffinazione degli oli e dei grassi, a partire da risorse vegetali ed animali. Gli oli grezzi estratti, generalmente contengono delle impurezze, come acidi grassi liberi, fosfolipidi, steroli e acqua; e anche dopo la raffinazione, tutti gli oli e i grassi, contengono ancora piccole quantità di acidi grassi liberi e acqua²⁷. La preparazione della materia prima include le fasi di sbucciatura, pulitura, spremitura e asciugatura. Il processo di estrazione è generalmente meccanico, di spremitura per i frutti e di pressatura per i semi; dopo la spremitura, l'olio viene filtrato; oppure l'estrazione viene effettuata con l'uso di solventi, come l'esano derivato dal petrolio, che poi viene recuperato, separandolo dall'olio grezzo, facendolo evaporare. I residui di queste prime lavorazioni, vengono lavati e ulteriormente trattati per ottenere co-prodotti, come i mangimi per animali.

²⁶ A. Demirbas; "Biodiesel: A Realistic Fuel Alternative For Diesel Engines"; Springer; 2008

²⁷ F. Ma, M.A. Hanna; "Biodiesel production: a review" Bioresour Technol; 1999

Gli oli vegetali grezzi, devono essere raffinati per rimuovere le sostanze indesiderate. Infatti essi contengono tracce di sostanze naturalmente presenti come proteine, acidi grassi liberi e fosfati, glicerolo, carboidrati, resine e metalli, che possono essere eliminate con una raffinazione di tipo corrosivo.

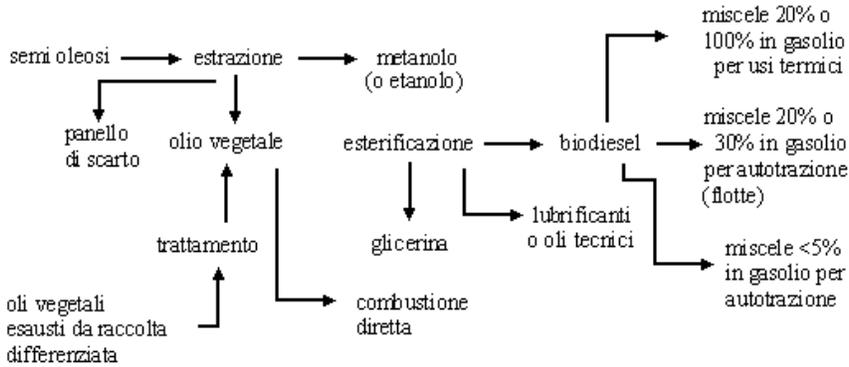


Figura 3-59 Filiera produttiva dell'olio vegetale e del biodiesel

Il tipico processo di raffinazione include la degommazione, la raffinazione fisica o chimica, lo sbiancamento e la deodorazione. Quest'ultima operazione è una tappa importante, durante la quale vapore a pressione tra 1 e 6 mmHg viene introdotto nell'olio a 550 K, per eliminare acidi grassi liberi, aldeidi,, idrocarburi insaturi e chetoni, che sono la causa di odori sgradevoli nell'olio. La qualità dell'olio grezzo è necessaria per ottenere olio raffinato di alta qualità. La degommazione dell'olio serve a eliminare i fosfolipidi, così come i metalli pesanti, mentre lo sbiancamento consente la rimozione di pigmenti e metalli. L'olio grezzo degommato è soggetto a un ulteriore processo di raffinazione. Per questo viene aggiunta soda caustica all'olio, nella quantità sufficiente a reagire con gli acidi grassi liberi, i fosfati e le altre impurità. A questo punto, il sapone e le impurità vengono separate dall'olio con la centrifugazione. La soda caustica non è completamente selettiva nella reazione con gli acidi grassi liberi e i fosfati, quindi alcune molecole dei trigliceridi vengono idrolizzate e saponificate, cioè spezzate e trasformate in sapone²⁸.

Alla fine di questa fase si ottiene, come prodotto principale, l'olio vegetale puro che teoricamente potrebbe essere già utilizzato nei motori Diesel. Il problema dell'utilizzo dell'olio vegetale puro come combustibile nei moderni motori Diesel, risiede nella differenza di viscosità tra gli oli vegetali e il gasolio di origine fossile. Gli oli vegetali hanno una viscosità elevata che mette sottosforzo la pompa di movimentazione del carburante. Inoltre diminuisce il grado di miscelazione tra il combustibile e l'aria, diminuendo l'efficienza di combustione. Infatti, la quantità di carburante realmente bruciato dipende dalla massa di aria presente nella camera di combustione. Questo è dovuto al

²⁸ A. Demirbas, H. Kara; "New options for conversion of vegetable oil to alternative fuels"; Energy Sour Part A Recover Until Environ Effects; 2006

fatto che nel motore Diesel, la compressione, necessaria all'accensione del carburante, coinvolge il gasolio vaporizzato in aria. Se il carburante non è sufficientemente viscoso, le gocce di carburante vaporizzato sono di dimensioni minori, quindi la superficie di scambio con l'aria è maggiore e la combustione è più efficiente. Per poter utilizzare gli oli vegetali come combustibile, è dunque necessario renderli meno viscosi. Per questo scopo si ricorre al processo di *esterificazione* (o *transesterificazione*).

Il processo di esterificazione permette di spezzare le molecole lunghe, e quindi viscosi, dei trigliceridi, trasformandole in esteri degli acidi grassi, che sono molecole a catena corta e quindi meno viscosi di quelle dei trigliceridi. Per ottenere un estere occorre trattare l'olio raffinato con l'alcol metilico e opportuni catalizzatori (normalmente alcalini - idrossido di potassio, idrossido di sodio o metilato di sodio) che aumentano la velocità e l'efficienza della reazione che può così avvenire a temperature e pressioni non elevate. Altrimenti si parla di tempi molto lunghi o di temperature dell'ordine dei 250°C. Il prodotto finale ha una viscosità inferiore (circa 6-7 cSt a 20°C - dello stesso ordine di grandezza di quella del gasolio) rispetto all'olio grezzo. Le caratteristiche a freddo sono tali da renderlo idoneo per quasi tutti i climi; il numero di cetano aumenta di 12-15 unità.

Poiché si tende ad ottenere un elevato tasso di conversione in estere metilico (se possibile superiore al 97%), occorre eliminare fosfolipidi e mucillagini e mantenere il tasso di acidità dell'olio il più basso possibile. Per accelerare il processo si opera in due modi:

1. aggiunta di metanolo/etanolo in eccesso (tipicamente in rapporto 1:6);
2. eliminazione della glicerina formata.

Poiché il metanolo non è totalmente solubile nell'olio a temperatura ambiente, si ricorre al riscaldamento e all'agitazione della miscela. La temperatura di reazione va individuata in base ai tempi di reazione. L'alcol residuo nella soluzione di metilestere viene separato per distillazione sotto vuoto e quindi tutto o quasi l'eccesso di metanolo immesso viene recuperato²⁹.

Produzione di bioetanolo

Il bioetanolo è un alcool (etanolo o alcool etilico) ottenuto mediante un processo di fermentazione di diversi prodotti agricoli ricchi di carboidrati e zuccheri quali i cereali (mais, sorgo, frumento, orzo), le colture zuccherine (bietola e canna da zucchero), frutta, patata e vinacce.

²⁹ Da <http://www.keinstar.it>

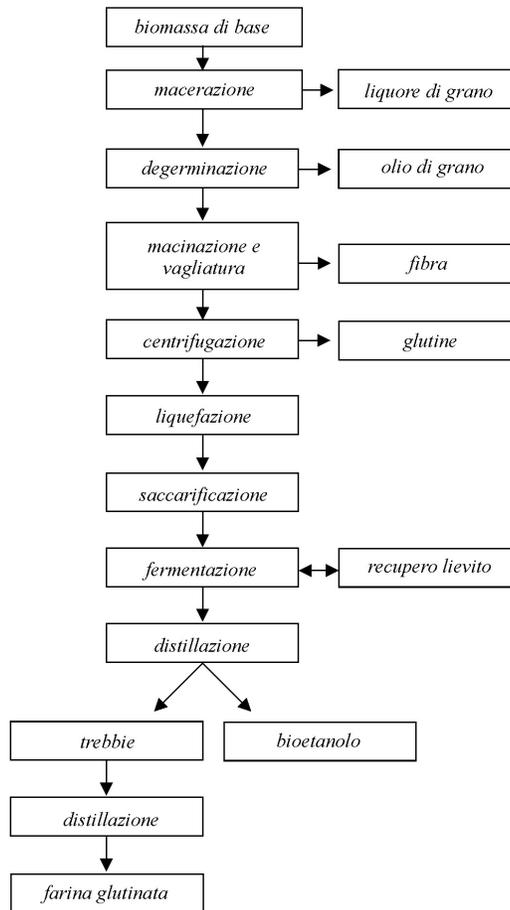


Figura 3-60 Fasi principali della produzione di bioetanolo³⁰

Le fasi principali del processo di produzione del Bioetanolo sono le seguenti:

1. *Macinazione*. Tramite un mulino la biomassa di base viene ridotta in polvere fine denominata pasta.
2. *Liquefazione*. La pasta, mescolata con acqua ed α -amilasi, viene riscaldata in modo che l'amido venga liquefatto. La liquefazione avviene in due fasi: una a temperatura elevata (120-150° C), e una a temperatura più bassa (circa 95° C gradi centigradi). Le temperature elevate riducono i livelli di batteri nella miscela acquosa.
3. *Saccarificazione*. La miscela acquosa che esce dai fornelli di cottura è raffreddata e addizionata con glucoamilasi per convertire l'amido liquefatto in zuccheri fermentabili (destrosio).

³⁰ Da <http://www.keinstar.it>

4. *Fermentazione.* L'aggiunta di lievito alla pasta ottenuta con le operazioni precedenti, fa fermentare gli zuccheri che si trasformano così in etanolo ed CO_2 . Usando un processo continuo, la miscela di fermentazione attraversa numerosi fermentatori finché non è completamente fermentata e lasciata a riposo in un bagno finale. In un processo discontinuo invece, la miscela di fermentazione rimane in un singolo fermentatore per circa 48 ore prima che inizi il successivo processo di distillazione.
5. *Distillazione.* La miscela fermentata, denominata birra, è composta per circa il 10% da alcool, da sostanze solide non-fermentabili, da lievito, e dalla biomassa di base non fermentata. La birra viene mandata al sistema di distillazione a colonna, dove avviene l'estrazione dell'alcool. L'alcool ottenuto presenta una purezza di circa il 96%; il residuo della distillazione viene rimosso dal sistema e costituisce il co-prodotto dell'operazione.
6. *Disidratazione.* L'alcool estratto viene poi mandato a un sistema di disidratazione (spesso a stacchi molecolari) che ne rimuove l'acqua residua, ottenendo così etanolo anidro.
7. *Denaturazione.* A questo punto prima di poter essere utilizzato come combustibile, l'etanolo viene addizionato con benzina, in percentuali che variano tra 2 e 5 %.

Il processo di produzione del bioetanolo produce due principali sottoprodotti: il residuo della distillazione, e la CO_2 . Il residuo dei distillatori, usato bagnato o asciutto, è un alimento altamente nutriente per il bestiame.

3. Costi di produzione

I biocarburanti possono essere valutati in termini di energia e di risparmio di carbonio.

Il bilancio energetico esprime le unità di energia dei biocarburanti prodotte per ogni unità di input di energia. Il risparmio di carbonio indica la percentuale di emissioni di gas serra risparmiata producendo e usando i biocarburanti invece di produrre la stessa quantità di energia da carburante di origine fossile. I bilanci energetici e del carbonio non possono essere positivi se si sottopone la biomassa al trasporto per lunghe distanze o se si deforesta per coltivare biomassa da destinare ai biocarburanti. Con l'attuale strutturazione della filiera italiana, caratterizzata dalla tendenza all'importazione della biomassa dall'estero, i biocarburanti forniscono un bilancio energetico negativo anche e soprattutto a causa dell'incidenza del trasporto della materia prima per produrli. Da qui nasce l'importanza della filiera corta, che risulta essere sostenibile in quanto permette bilanci energetici e del carbonio positivi.

L'attuale commercio di biocarburanti e biomasse è modesto se paragonato alla produzione totale di energia da biomassa, ma è in rapida crescita. Gli scambi tra regioni e Paesi vicini sono i più attuati, ma il commercio su lunga distanza, specialmente dei prodotti finiti, sta diventando più importante.

I costi di produzione dei biocarburanti sono legati a diverse fasi della lavorazione:

- zona geografica di produzione delle specie vegetali energetiche;
- tecnologie agricole utilizzate;
- trasporto del prodotto grezzo;
- tecnologie del processo di conversione;
- trasporto del prodotto finito;
- politiche governative di incentivazione.

Ognuna di queste fasi ha un peso diverso nel computo dei costi di produzione, ma in generale risulta che le voci più rilevanti sono quelle relative alla fase di coltivazione e di conversione della biomassa in biocombustibile.

Nelle due figure successive sono riportati i costi di produzione del bioetanolo (Figura 3-61) e del biodiesel (Figura 3-62)(rapportati al costo della benzina e gasolio rispettivamente. Nelle due figure citate sono riportati i costi minimi e massimi di produzione del 2002 e dello scenario post-2010 seguendo le previsioni di diffusione dei biocombustibili legate alle normative europee.

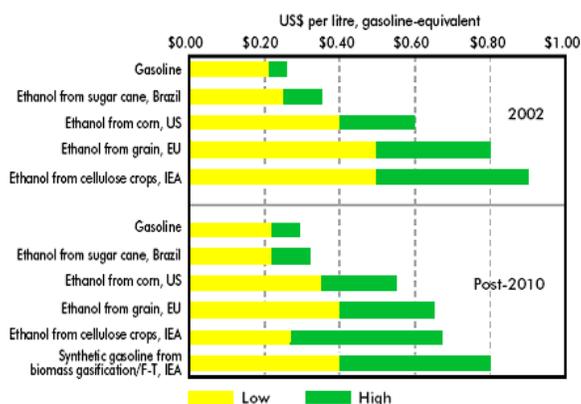


Figura 3-61 Intervallo dei costi per la produzione attuale e futura del bioetanolo³¹

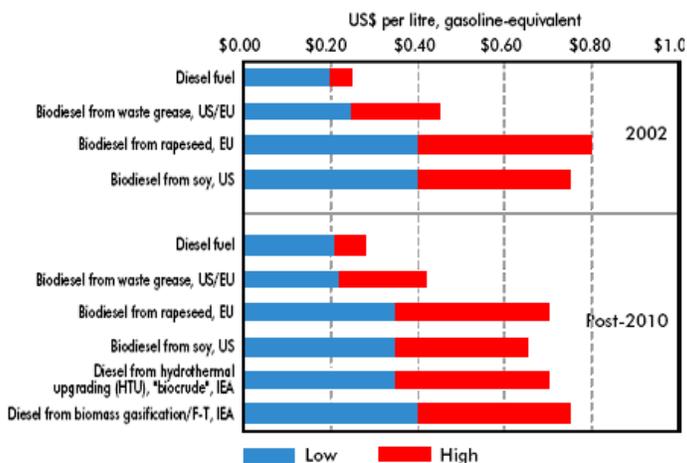


Figura 3-62 Intervallo dei costi per la produzione attuale e futura del biodiesel^{32 33}

³¹ Fonte: Analisi IEA

³² "F-T" si riferisce al processo Fischer-Tropsch

4. Innovazione e Ricerca

La diffusione (produzione e utilizzazione) dei biocarburanti è una realtà piuttosto consolidata in molti Paesi, e in qualche misura anche in Italia. Essa è collegata a un sistema produttivo agro-industriale di medio-grandi dimensioni che si utilizza tecnologie già mature e conosciute. Come ben evidenziato in un rapporto ENEA³⁴, conseguenza di questo è che, una volta presa a livello politico la decisione di promuovere l'utilizzo dei biocombustibili, i fattori determinanti sono quelli di tipo logistico (dove e come ci si approvvigiona della materia prima, dove finiscono i co-prodotti ecc.) e, ancor più, quelli economico-normativi, soprattutto per quel che riguarda gli strumenti di incentivazione. L'attività di ricerca e sviluppo tecnologico in questo campo devono puntare essenzialmente all'ottimizzazione delle filiere. A esempio tali attività possono riguardare i seguenti punti:

- la *ricerca agronomica e genetica*, mirata sia all'ottimizzazione delle pratiche colturali (riduzione degli input di acqua, fertilizzanti, pesticidi ecc.), sia all'individuazione e selezione di piante tradizionali e/o nuove specie - e, successivamente, alla costituzione di nuove varietà - a più alta resa e meglio adattabili ai diversi ambienti;
- l'*LCA delle diverse filiere produttive*, per poter confrontare le varie opzioni disponibili, e individuare i punti critici;
- le *emissioni prodotte* dall'uso di miscele ad elevato tenore di biodiesel da parte di autoveicoli dell'ultima generazione;
- alcuni *aspetti specifici dei processi industriali*, come ad esempio la selezione di lieviti migliorati rispetto a quelli attualmente utilizzati per la produzione di etanolo.

L'attuale tendenza ad incorporare percentuali crescenti (ma comunque limitate) di biocarburanti in benzina e gasolio va incontro all'esigenza del sistema produttivo agricolo di diversificare le proprie produzioni e di utilizzare grandi estensioni di terreni non più destinabili alla produzione di risorse alimentari.

Tale convergenza di interessi si mantiene tale finché il livello di sostituzione si mantiene al di sotto di un valore di soglia che è stato stimato³⁵ pari al 10-15%. Qualora lo scenario o gli obiettivi odierni di consumo di biocarburanti si modificassero, spingendo al superando di tale soglia, la duplice esigenza di ridurre i costi di produzione e di ottimizzare l'uso del territorio, in modo da non sottrarre terreni alle produzioni alimentari, imporrebbe lo sviluppo di filiere produttive alternative alle attuali per ottenere i cosiddetti *biocarburanti di seconda o terza generazione*. I principali esempi di questi biocarburanti sono:

- l'etanolo ottenuto da processi biotecnologici di idrolisi enzimatica della cellulosa;
- il dimetil-etero (DME) e il gasolio sintetico da biomassa (FT liquids), ottenuti via gassificazione di biomasse lignocellulosiche e condensazione catalitica del syngas.

³³ Fonte: Analisi IEA.

³⁴ V. Pignatelli. Le tecnologie per i biocombustibili e i biocarburanti: opportunità e prospettive per l'Italia. Dossier ENEA, 2006.

³⁵ V. Pignatelli. Le tecnologie per i biocombustibili e i biocarburanti: opportunità e prospettive per l'Italia. Dossier ENEA, 2006.

Si può concludere sottolineando che lo sforzo maggiore per quanto riguarda la ricerca nel settore dei biocarburanti, deve essere volto soprattutto all'ottimizzazione e miglioramento delle filiere, in modo da evitare, come già accennato sopra, che l'utilizzo di territorio per la produzione di biocarburanti sottragga risorse alla produzione alimentare.

3.7. *Biogas*

1. *Definizione biogas*

Per biogas si intende una miscela di gas di composizione variabile, ma in linea di massima costituita principalmente da metano e anidride carbonica oltre che da vapor d'acqua, azoto, idrogeno etc. Il biogas, grazie alla componente infiammabile data dal metano, può essere utilizzato, dopo aver subito i dovuti trattamenti di depurazione, per la generazione di energia elettrica e/o termica.

La produzione di biogas avviene spontaneamente in natura, infatti, fino a qualche tempo fa era denominato "gas di palude", a causa delle bolle che si originavano nelle acque stagnanti a seguito dei processi di decomposizione della flora acquatica.

I processi per ottenere biogas sono tutti caratterizzati dalla decomposizione di materia organica in prodotti più semplici, mediante un'attività di trasformazione biochimica da parte di microrganismi detta **digestione anaerobica** poiché avviene in assenza di ossigeno.

Di seguito è riportato il dettaglio dei gas che costituiscono il biogas:

GAS	% sul totale
CH ₄	40-75%
CO ₂	25-55%
H ₂ O	0-10%
N ₂	0-5%
O ₂	0-2%
H ₂	0-1%
NH ₃	0-1%
H ₂ S	0-1%

Tabella 3-11 Lista dei biogas

le sue caratteristiche dunque saranno una media pesata di tutti questi componenti, ed in particolare, prendendo come riferimento una composizione semplificata ai soli due elementi principali (CH₄ al 65% e CO₂ al 35%) si ottengono le seguenti caratteristiche in condizioni standard (25°C, 1 atm)

- Densità: 1.116 kg / m³;
- PCI: 22.000 – 24.000 kJ / m³

Il biogas si può ottenere da qualunque frazione organica, anche se le fonti principali da cui si ricava sono i residui ottenuti da impianti di depurazione di reflui (allevamenti, produzioni agroalimentari, etc..), dalla raccolta differenziata dell'umido e dalle discariche. Come sottoprodotti della digestione anaerobica si possono ricavare prodotti fertilizzanti, ottenuti dal processo di fissaggio dell'azoto presente nella frazione organica; in tal modo si evitano ulteriori.

La produzione di biogas impedisce che il metano prodotto naturalmente vada a contribuire all'effetto serra (il metano ha un potere climalterante di 23 volte superiore a quello dell'anidride carbonica).

2. Produzione di biogas: digestione anaerobica

Come già accennato la produzione di biogas è dovuta alla degradazione biologica della sostanza organica in condizione di anaerobiosi (in assenza, cioè, di ossigeno molecolare, come O₂, o legato ad altri elementi, come nel caso dell'azoto nitrico, NO₃⁻).

Essa determina la formazione di diversi prodotti, i più abbondanti dei quali sono il metano ed il biossido di carbonio, e coinvolge diversi gruppi microbici interagenti tra loro quali batteri idrolitici, batteri acidificanti (acetogeni ed omoacetogeni) e batteri metanigeni.

Nel processo si possono distinguere quattro stadi:

1. Idrolisi, dove le molecole organiche subiscono scissione in composti più semplici quali i monosaccaridi, amminoacidi e acidi grassi, in questa prima fase, per intervento di diversi gruppi batterici, si ha la degradazione di substrati organici complessi particolati o solubili, quali proteine, grassi e carboidrati, con formazione di composti semplici, quali aminoacidi, acidi grassi e monosaccaridi in forma solubile.
2. Acidogenesi, dove avviene l'ulteriore scissione in molecole ancora più semplici come gli acidi grassi volatili (ad esempio acido acetico, propionico, butirrico e valerico), con produzione di ammoniaca, anidride carbonica e acido solfidrico quali sottoprodotti.
3. Acetogenesi, dove le molecole semplici prodotte nel precedente stadio sono ulteriormente digerite producendo biossido di carbonio, idrogeno e principalmente acido acetico
4. Metanogenesi, con produzione di metano, biossido di carbonio e acqua. La produzione di CH₄ rappresenta la conclusione della digestione anaerobica. Il metano infatti è l'unico composto non reattivo nell'intero processo e può, pertanto, essere considerato il prodotto finale dell'intero processo.

E' importante evidenziare che attività biologica anaerobica può aver luogo in un ampio intervallo di temperatura: tra -5 e +70°C. Esistono, tuttavia, differenti specie di microrganismi classificabili in base all'intervallo termico ottimale di crescita:

- psicrofili (temperature inferiori a 20°C);
- mesofili (temperature comprese tra i 20°C ed i 40°C);
- termofili (temperature superiori ai 45°C).

Infatti gli andamenti di sviluppo delle diverse popolazioni batteriche presentano dei picchi in corrispondenza di ben definiti intervalli di temperatura, differenti per ciascuna specie. Di conseguenza la produzione di biogas non comincia subito, ma attraversa una fase transitoria, fondamentalmente dovuta alla necessità di crearsi un ambiente adatto alla proliferazione e crescita dei batteri. Solitamente questa fase può prendere 10 – 20 giorni. In generale, si può affermare che i tempi di digestione dipendono dalla velocità di crescita dei microrganismi, e dunque dalla temperatura a cui avviene la digestione:

- nel caso di batteri psicofili le reazioni si completano nel giro di 40-100 giorni;
- per quelli mesofili si passa ai 25-40 gg;
- i termofili hanno tempi di digestione dell'ordine delle settimane (due o tre).

Il substrato, cioè il materiale da digerire ad opera dei microrganismi, è generalmente definito tramite una serie di parametri:

TS: solidi totali. Misura il contenuto in sostanza secca del substrato.

TVS: solidi totali volatili. Misura la frazione di sostanza secca che risulta volatilizzata per combustione a 600°C per 24 ore. I solidi totali volatili rappresentano, in prima approssimazione, la frazione organica della sostanza secca.

COD: domanda chimica di ossigeno. Misura la sostanza organica ossidabile presente nel campione. Il suo valore, espresso in milligrammi di ossigeno per litro, rappresenta la quantità di ossigeno necessaria per la completa ossidazione dei composti organici ed inorganici presenti in un campione di acqua. Rappresenta quindi un indice che misura il grado di inquinamento dell'acqua da parte di sostanze ossidabili, principalmente organiche.

Generalmente, la resa in biogas di un determinato substrato viene espressa in funzione della sostanza secca (solidi totali) e misurata in Nm³.

Inoltre, il substrato deve presentare un adeguato valore di acidità, infatti, un pH basso interdice la crescita dei batteri metanigeni e la generazione di biogas il pH deve essere compreso fra 7 e 7,5.

L'ottimizzazione del processo di digestione anaerobica deve essere condotta attraverso lo studio di tutti i fattori che contribuiscono positivamente o negativamente ad influenzare la resa del processo globale. La presenza di alcuni fattori può inibire o limitare sia la crescita del consorzio batterico che la resa di trasformazione del substrato nel prodotto finale. In particolare, i metanigeni sono comunemente considerati i microrganismi più sensibili di tutto il consorzio batterico in quanto caratterizzati da una bassa velocità di crescita. I parametri che possono influenzare negativamente l'intero processo di digestione anaerobica sono rappresentati dal substrato stesso e da eventuali elementi inibenti quali metalli pesanti, sali, residui di pesticidi e prodotti farmaceutici, detersivi e disinfettanti, solventi, inibitori da trattamenti chimici per la conservazione di cibi, etc.

In alcuni casi, però, si è osservato come i batteri anaerobici siano in grado di tollerare alcune varietà di composti tossici e persino biodegradarne alcuni.

Tra i composti che possono in qualche modo inibire il normale decorso del processo di metanizzazione si possono annoverare l'acido solfidrico, l'azoto ammoniacale (NH_4^+), la salinità, il cloroformio ed altri clorurati, i disinfettanti quali formaldeide e fenoli, oltre a varie specie metalliche.

Per quanto riguarda la presenza di tracce di metalli (in particolare ferro, cobalto e nichel) essa è essenzialmente legata alla presenza di solfuri, i quali giocano un ruolo simile e complementare. In generale la ragione della tossicità degli ioni metallici è dovuta al fatto che essi inattivano un grande numero di enzimi interagendo con i loro gruppi sulfidrilici; inoltre la correlazione tra la presenza di zolfo e la presenza di metalli pesanti è direttamente in relazione con il prodotto di solubilità (cioè la costante di equilibrio) dei rispettivi solfuri: ciò indica che la quantità di zolfo in soluzione influenza in maniera più o meno sensibile l'effetto tossico degli ioni in soluzione.

La possibilità di aggiungere un co-substrato di origine vegetale al substrato di origine animale è molto interessante dal punto di vista energetico. Infatti, la sua resa in biogas (Nm^3 di biogas / ton di materia secca) è molto maggiore di quella delle sole deiezioni animali.

Prodotto	Produzione di biogasin m^3/t sostanza secca	% sostanza secca
insilato di mais	580-630	32
insilato di erba	350	30
paglia di grano	300	85
stocchi di mais	350	84
liquame bovino	270	9
liquame suino	370	6
Pollina	350	27-80
erba (fresca del prato)	400	30
Patate	600	20
cipolle, carote	550	16
bucce di pomodoro	600	20-25
polpe di barbabietola umida	620	18-24
olio esausto di frittura	500-1200	50-80
pane secco	750	70
bucce di mele	500	18-22
scarti di cucina	450-700	15-25
rifiuti mercatali	500	8-15
scarti dell'industria agroalimentary	300-700	8-25

Tabella 3-12 Vari tipi di substrati vegetali

Prima del suo utilizzo a fini energetici il biogas deve essere sottoposto a opportuni trattamenti necessari ad aumentare la percentuale di metano a discapito di quella degli altri gas al fine di accrescerne il potere calorifico. Infatti, il potere calorifico finale del gas è determinato dalla concentrazione di metano nella miscela; maggiore è la percentuale di questo gas e maggiore è il potere calorifico. Effetto contrario è determinato dalla presenza di anidride carbonica, azoto e acqua. Il trattamento a cui è sottoposto il biogas ha la funzione, inoltre, di ridurre la presenza di sostanze che si

comportano da agenti corrosivi, quali ad esempio l'idrogeno solforato, che possono causare sensibili danni agli impianti di utilizzazione.

3. Tipologia di impianti che producono biogas

Un impianto a biogas è costituito da diversi componenti quali i tubi per il trasporto del substrato, dispositivi di miscelamento, sistemi di stoccaggio del substrato e di co-substrati, sistemi di stoccaggio del biogas prodotto e il sistema di desolfurazione del biogas. Tuttavia, il cuore dell'impianto è caratterizzato da due elementi il digestore e l'unità di cogenerazione.

Digestore

Il digestore, un grosso contenitore a tenuta stagna, in cui vengono inseriti substrati e co-substrati rappresenta il cuore degli impianti di digestione anaerobica.

In questo ambiente privo di ossigeno i batteri produrranno il biogas. Nella maggior parte dei digestori, per accelerare il processo di produzione del biogas viene fornito calore. Il biogas prodotto può essere utilizzato per produrre sia energia termica, sia energia elettrica oppure entrambe. Questa ultima opzione (cogenerazione) per la contemporanea produzione di energia termica ed elettrica è la più utilizzata. L'elettricità, prodotta da un motore a combustione interna alimentato con biogas, può essere sia fornita alla rete elettrica, sia utilizzata in loco.

Il calore prodotto può essere utilizzato per riscaldare il digestore, mentre la parte in eccesso può essere usata, ad esempio, per riscaldare le stalle oppure per il riscaldamento residenziale.

Oltre al biogas il processo di digestione anaerobica produce il **digestato** come residuo finale composto da una frazione solida e da una liquida. Questo sottoprodotto può essere utilizzato a determinate condizioni come fertilizzante organico da distribuire sul terreno in sostituzione di fertilizzanti chimici.

La classificazione degli impianti di digestione anaerobica viene, generalmente effettuata, in base alle dimensioni, in impianti di **piccola, media o grande taglia**.

Piccola taglia

Si tratta di digestori semplici con volume che varia da 5 a 100 m³ per piccole quantità di substrati (100÷1.000 t).

Taglia media

Si tratta di digestori anaerobici con capacità di 100÷800 m³ destinati alle aziende agricole in grado di trattare 1.000÷15.000 t di substrato all'anno.

Grossa taglia

Un digestore di grossa taglia è in grado di utilizzare oltre 15.000 t di substrato l'anno. L'utilizzo di digestori di grandi dimensioni, fa sì che la digestione anaerobica e i successivi trattamenti del residuo della digestione risultino economicamente vantaggiosi.

I digestori possono essere ulteriormente classificati:

- - Digestore orizzontale;
- - Digestore verticale.

Digestore orizzontale

I digestori orizzontali sono relativamente piccoli, sono costituiti da un grosso serbatoio in acciaio e da un opportuno sistema di miscelazione. Il volume standard di un digestore orizzontale varia dai 50 ai 150 m³.

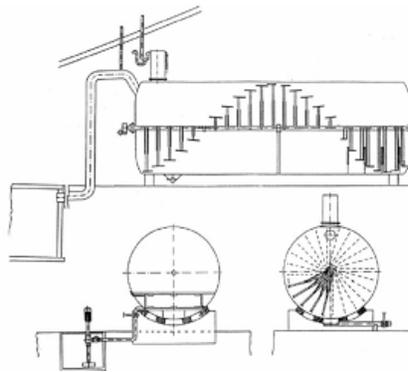


Figura 3-63 Digestore orizzontale

I substrati inseriti nel digestore vengono mescolati dalle pale del miscelatore; tali pale sono montate sull'asse del miscelatore e, quindi, ruotano nel substrato. Questo tipo di digestore richiede sempre l'immagazzinamento esterno del gas. Il substrato entra da un lato ed il residuo della digestione esce dall'altro; ne consegue che una determinata quantità di substrati passerà con ritmo regolare attraverso il digestore.

Digestore verticale

Un digestore verticale ha forma cilindrica e normalmente un volume che varia tra i 300 e i 1500 m³. Il contenuto del digestore viene opportunamente riscaldato e le pareti sono isolate per ridurre le perdite termiche. Sia per i sistemi di riscaldamento che per quelli di miscelazione possono essere adottate diverse soluzioni.

Per quanto concerne l'immagazzinamento del biogas, esso viene stoccato al di sopra del residuo della digestione sotto una opportuna copertura flessibile a membrana, viceversa il biogas può essere immagazzinato in deposito esterno.



Figura 3-64 Copertura a membrana

Nella maggior parte dei casi un digestore verticale è meno costoso di uno orizzontale in quanto vengono adoperati materiali più economici, come il calcestruzzo, e la sua costruzione meno complicata.

Unità di cogenerazione

Esistono diverse tecnologie che permettono la conversione dell'energia chimica del biogas in energia elettrica e/o termica, quella a cui si ricorre più di frequente sono gli impianti di cogenerazione. In tali impianti il calore prodotto durante la combustione, generalmente ceduto ad un fluido di raffreddamento, anziché essere disperso nell'ambiente viene recuperato mediante un apposito scambiatore.

Parte del calore recuperato viene utilizzato per riscaldare il digestore, il restante viene inviato alle utenze termiche. Una delle qualità dei sistemi cogenerativi è quella di poter raggiungere rendimenti globali di utilizzo del combustibile anche superiori all'80%, rendimenti che non sono raggiunti da un qualsiasi altro tipo di impianto alimentato da fonte convenzionale a produzione separata.

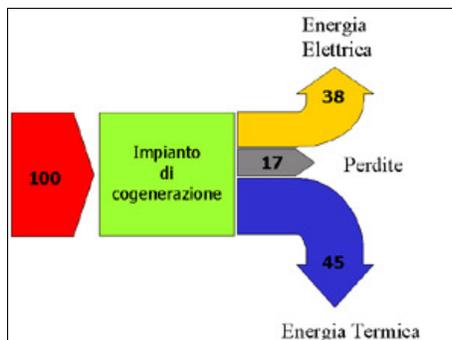


Figura 3-65 Schema di produzione di energia da un digestore

Questo comporta una riduzione dei consumi di combustibile a parità di energia fornita all'utente e di conseguenza una riduzione dei costi di produzione della stessa nonché una forte riduzione delle emissioni in atmosfera. La pratica cogenerativa è applicabile in svariati settori, dall'industria al residenziale, *purché vi sia una richiesta contemporanea di energia termica ed elettrica.*

Tra le varie tecnologie adoperate per la cogenerazione è possibile individuare:

1 - motori alternativi, vengono suddivisi in: Diesel, se l'accensione è per compressione; Otto, nel caso di accensione comandata a scintilla.

Tali motori sono ampiamente reperibili sul mercato, per taglie fino ad alcune decine di MW, e si prestano all'esercizio ad una velocità sincrona, comunque decrescente con la taglia. In ogni caso i motori Diesel possono inseguire il carico in modo soddisfacente fino a circa metà del carico nominale; anche i motori a gas sono idonei all'inseguimento, conservando a metà carico l' 85/90 % del loro rendimento nominale. Ci si può attendere un rendimento di circa il 42% per un motore Diesel da 1 MW e 38% per un motore a gas. Questi rendimenti restano elevati anche per motori intorno ai 100 kW, indicativamente 37% e 34% rispettivamente, punto di forza dei motori Diesel è un costo di installazione relativamente contenuto, sebbene le restrizioni sulle emissioni di sostanze inquinanti aggravano i costi in funzione della loro severità, soprattutto per piccole taglie; i motori a gas sono più costosi ma meno penalizzati dal sistema di abbattimento delle emissioni. I motori endotermici hanno lo svantaggio di fornire fluido a bassa entalpia (acqua calda).

2 - microturbine è una particolare turbina a gas che garantisce buone prestazioni anche per taglie notevolmente inferiori a quelle degli usuali turbogas industriali.

Essa realizza un ciclo Brayton semplice, con compressore centrifugo monostadio, turbina centripeta ad uno o due stadi e palette non raffreddate. Altre caratteristiche sono il rapporto di compressione alto per il singolo stadio ma relativamente basso in assoluto, velocità di rotazione elevate e variabili, presenza di un inverter, che trasforma la corrente alternata ad alta frequenza in continua e finalmente in alternata a frequenza industriale.

La microturbina si presta bene a cedere il proprio calore di scarico ad un'utenza termica, non solo dal punto di vista termodinamico, ma anche perché è probabile che ai siti idonei alla generazione elettrica distribuita corrisponda la presenza di utenze termiche in loco, a differenza di quanto spesso succede per impianti di grossa taglia.

La velocità di rotazione è attorno al centinaio di migliaia di giri al minuto; le potenze sono tra le decine di kW e i 100-200 kW; i rendimenti sono tra il 20 e 25%.

Le prospettive di affermazione delle microturbine sono legate all'evoluzione dei materiali ceramici per l'esercizio alle alte temperature.

Esse non presentano il vincolo della velocità di rotazione costante: a metà carico mantengono l'85-90 % del rendimento nominale. Le taglie attuali sono comprese tra le decine e le poche centinaia di kW.

Riscaldamento e isolamento del digestore

Il processo di digestione anaerobica richiede determinate temperature in funzione del tipo di batteri attivi. Perciò, è necessario riscaldare il substrato fino alla temperatura richiesta, generalmente utilizzando il calore prodotto in cogenerazione.

Fondamentalmente, esistono tre tipi di riscaldamento del substrato:

- il sistema di riscaldamento è integrato nel meccanismo di miscelazione;
- il substrato viene riscaldato mediante una serie di tubazioni disposte sulle pareti interne in cui circola un opportuno fluido termovettore;
- utilizzare un opportuno scambiatore di calore in controcorrente posizionato nel digestore.

Per evitare dispersioni termiche è importante che il digestore sia opportunamente isolato. I materiali isolanti maggiormente utilizzati sono la lana di roccia, il polistirene espanso oppure la schiuma di poliuretano, ma anche materie organiche come la lana, il cotone e il sughero. Il poliuretano è utilizzato principalmente per le pareti laterali (spessore 8 cm). La lana di roccia viene usata sia per il fondo sia per le pareti laterali (spessore 10 cm).

Tubi per il trasporto del substrato

Esistono due tipologie per trasportare il substrato da avviare al digestore:

- Pressurizzati;
- Non pressurizzati.

I tubi pressurizzati, mediante l'utilizzo di una pompa, devono avere un diametro di almeno 100 mm per consentire il flusso del materiale. Per lunghe distanze viene utilizzato un diametro di almeno 150 mm. Per evitare la formazione di sedimenti sul fondo dei tubi si dovrebbe calcolare una velocità minima di scorrimento di circa 1m/s. I tubi non pressurizzati, essendo soggetti alla forza di attrazione gravitazionale, necessitano di un diametro minimo di 200 mm. Generalmente, i tubi utilizzati per gli impianti di Digestione Anaerobica sono in acciaio. Tuttavia, possono essere utilizzati altri materiali come, per esempio, matrici plastiche.

Dispositivi di miscelamento

I dispositivi di miscelamento, presenti nei digestori anaerobici, hanno diverse funzioni:

- garantire una temperatura uniforme nel substrato;
- mescolare il vecchio e il nuovo substrato così che i batteri possano attivarsi su tutto il substrato;
- evitare la formazione di stratificazioni e agglomerati.



Figura 3-66 Dispositivi di miscelamento

Le apparecchiature di miscelazione presenti nei digestori anaerobici possono essere divise in meccaniche ed idrauliche.

I comuni dispositivi di miscelamento meccanici sono a pale o ad immersione.

Nel caso di miscelatori idraulici il substrato viene mescolato utilizzando una pompa. In pratica quota parte del substrato viene prelevato dalla parte superiore del digestore per essere poi inserito nella parte bassa del digestore stesso. I tubi di mandata e di ritorno devono essere posizionati in modo tale che l'intero contenuto del digestore venga mescolato.

Sistemi di stoccaggio del substrato

Per lo stoccaggio delle deiezioni animali devono essere utilizzati locali dedicati. Il tempo di stoccaggio del substrato deve essere il più breve possibile perché il processo di digestione comincia già durante lo stoccaggio, diminuendo la resa in biogas nel successivo utilizzo nel digestore.

Sistemi di stoccaggio del biogas

Lo stoccaggio di biogas dipende dai consumi del cogeneratore; in particolare, se funziona in maniera continuata, il volume di stoccaggio sarà piccolo; quando opera saltuariamente il volume di stoccaggio deve essere maggiore.

I serbatoi di stoccaggio del biogas possono essere distinti sulla base della pressione di esercizio; bassa pressione, media pressione, alta pressione. I serbatoi di bassa pressione funzionano ad una pressione di poco superiore a quella atmosferica e comunemente sono costruiti con lamine flessibili. La pressione di funzionamento è regolata da una valvola a farfalla disposta lungo le tubazioni di mandata del gas verso il cogeneratore oltre che dal peso della lamina flessibile. I serbatoi di media pressione funzionano ad una pressione che varia da 5 a 20 bar, mentre quelli ad alta pressione funzionano ad una pressione compresa tra i 200 e i 300 bar. In entrambi i casi per la loro costruzione viene utilizzato l'acciaio.

Il serbatoio per lo stoccaggio del biogas può essere interno o esterno.

- Se il biogas è immagazzinato internamente al digestore, come già accennato, viene installata una lamina flessibile sopra il digestore. La lamina flessibile, di spessore 1-2 mm, espande man mano che viene prodotto il biogas. Tale lamina non risulta essere necessaria quando il deposito presenta dimensioni contenute.
- Se il biogas è immagazzinato esternamente, può essere usato un serbatoio tradizionale.

Nel corso degli anni sono state sviluppate diverse tipologie di impianto a digestione anaerobica mirando ad una resa energetica sempre maggiore del biogas prodotto.

Attualmente gli impianti possono anche, essere suddivisi a seconda delle caratteristiche della digestione anaerobica che attuano.

- 1) In relazione alla quantità di sostanza secca presente nel substrato della biomassa utilizzata si distinguono:
 - Impianti a digestione a umido, quando il substrato in digestione ha un contenuto in sostanza secca inferiore al 10%;

- Impianti a digestione a semisecco, quando il substrato in digestione ha un contenuto in sostanza secca compreso tra il 10% e il 20%;
 - Impianti a digestione a secco, quando il substrato in digestione ha un contenuto di sostanza secca superiore al 20%.
- 2) In relazione alle fasi del processo:
- Impianti a processo monostadio, quando le fasi di idrolisi, fermentazione acida e metanigena avvengono contemporaneamente in un unico reattore;
 - Impianti a processo bistadio, quando si ha un primo stadio durante il quale il substrato organico viene idrolizzato e contemporaneamente avviene la fase acida, mentre la fase metanigena avviene in un secondo momento.
- 3) In base al tipo di alimentazione del reattore:
- Impianti a alimentazione continua: se il substrato viene aggiunto miscelandolo a quello presente all'interno del reattore;
 - Impianti a alimentazione discontinua: se il substrato viene spinto lungo l'asse longitudinale attraverso fasi di processo diverse;
- 4) In relazione alla temperatura di esercizio del reattore:
- Impianti a anaerobiosi psicrofila: quando la temperatura del processo è minore di 20°C
 - Impianti a anaerobiosi mesofila: quando il processo si svolge in un range di temperature compreso tra 20 e 40 °C
 - Impianti a anaerobiosi termofila: se la temperatura è maggiore di 45°C.

Sistemi di desolfurazione

Tali sistemi sono necessari per abbattere i composti a base di zolfo. Può avvenire tramite filtri chimici riempiti con ossidi di ferro che provocano la precipitazione dei composti e quindi la loro estrazione; tramite torri di lavaggio che lavano il gas in controcorrente tramite un flusso di acqua e ossido ferrico; oppure mediante desolfurazione biologica immettendo direttamente nel digestore una percentuale di aria, circa 5-10% del gas, per consentire a particolari ceppi batterici di innescare una reazione di precipitazione biologica dello zolfo.

4. Costi di impianto ed esercizio

I costi per un impianto di digestione anaerobica sono in prima analisi pari alla somma dei vari elementi dell'impianto quali il digestore i serbatoi di stoccaggio.

Per quanto riguarda gli organi accessori dell'impianto, quelli che hanno un costo apprezzabile sul totale sono il sistema di riscaldamento del digestore, l'impianto di trattamento biogas e il cogeneratore.

C'è inoltre da valutare il costo di gestione delle varie parti dell'impianto (costi di esercizio):

- manutenzione delle opere edilizie;
- manutenzione del cogeneratore;
- manutenzione del digestore.

Di seguito nella Tabella 3-13 si riporta un la percentuale di costo da imputare ai singoli componenti di un impianto per la produzione di biogas.

Componente	Costi %
Digestore	11
Serbatoio di post digestione	10
Serbatoio di stoccaggio del biogas	2,0
Unità di cogenerazione	30
Coibentazione digestore	3,0
Connessione alla centrale termica	2
Pompe, miscelatori	4
Torce	2
Altri elementi di sicurezza	4
Pre-miscolamento	12,0
Serbatoio dei co-substrati	2
Opere civili	3
Progettazione	15
Costi totali del progetto	100

Tabella 3-13 Percentuali di costo dei componenti di un impianto di produzione di biogas

Come si può notare la percentuale di costo maggiore è da imputare all'unità di cogenerazione.

Il costo dell'impianto, per kW installato, può variare da circa **3.500 €/kW** per impianti di piccola taglia fino a **2.500 €/kW** per impianti di grande taglia.

Di seguito vengono riportati, a titolo di esempio, i costi di gestione per il digestore da circa **70 kW**.

Costi di gestione	Totale (€)
Acquisto substrati e cosubstrati ³⁶	0
Manutenzione del digestore 2%	4.800
Manutenzione dell'unità di cogenerazione	4.200
Personale interno	28.000
Costi totali	37.000

Tabella 3-14 Esempio di costi di un digestore da 70kw

5. Durata prevista degli impianti

Un impianto a biogas presenta una vita media di circa 15 anni, tuttavia è importante sottolineare che nel caso in cui si utilizzi come cogeneratore un impianto con motore a combustione interna , è necessaria la manutenzione ordinaria che prevede principalmente il rifacimento della testata ogni 10.000 ore e delle fasce/bronzine/anelli di tenuta ogni 20.000 ore di funzionamento

³⁶ Si ipotizza che sia l'azienda stessa a produrre i substrati e cosubstrati necessari per il funzionamento del digestore

6. Smaltimento dei componenti

La dismissione di un impianto a biogas si può pensare composta da più fasi:

- fase di smontaggio delle varie componenti dell'impianto
- fase di demolizione delle opere civili quali edifici, edifici prefabbricati del digestore se realizzato in muratura e della rete di distribuzione dell'energia elettrica.

In particolare, considerando i singoli componenti:

Digestore – il digestore può essere in acciaio o in calcestruzzo a secondo delle dimensioni dell'impianto. Nel primo caso l'acciaio del serbatoio può essere riciclato in acciaieria. Nel secondo il serbatoio deve essere demolito, il calcestruzzo può essere riutilizzato per opere civili o inviato in discarica procedendo alla separazione del ferro di armatura e dei materiali utilizzati per l'isolamento del digestore.

Sistemi di stoccaggio del substrato – si utilizza la stessa metodologia di smaltimento adottata per il digestore

Unità di cogenerazione deve essere, innanzitutto, disconnessa dalla rete, successivamente se si valuta l'impossibilità di un recupero delle macchine occorre separare i componenti per il riciclaggio in base alla loro natura:

- o rottame elettronico (regolazione della macchina);
- o rottame ferroso;
- o metalli verniciati (ruote di ingranaggi, avvolgimenti del generatore elettrico);
- o Oli esausti e fluidi di lavoro.

Strumenti di misura ed attrezzature di controllo - possono essere considerati, in linea di massima, Rifiuti di Apparecchiature Elettriche ed Elettroniche (RAEE) da smaltire secondo le indicazioni del decreto legge 151 del 2005.

Collegamento alla rete elettrica - viene recuperato principalmente il rame da destinare al riciclo.

Sistema di desolfurazione- nel caso in cui si utilizzano sistemi a filtri gli stessi possono essere sottoposti ad un processo idrometallurgico di estrazione per via umida dei metalli presenti nei filtri.

Lamina flessibile del digestore – la lamina di spessore di pochi centimetri è costituita da un polimero plastico espandibile, EPDM (etilene-propilene-diene) che può essere rigenerato.

7. Innovazione e Ricerca

Le principali ricerche sul processo di digestione anaerobica mirano ad ottimizzare il processo stesso attraverso l'individuazione di opportune miscele di substrati e cosubstrati e di eventuali pre-trattamenti delle biomasse utilizzate.

In pratica, si tenta di ottenere biogas con elevato contenuto in metano così da garantire un elevato potere calorifico e renderlo utilizzabile anche per l'autotrazione.

Particolarmente interessanti sono le ricerche sugli impianti di trattamento e di purificazione del biogas per la trasformazione in biometano. Il biometano è un combustibile con percentuale di metano compresa tra 95% e 97% da utilizzare principalmente per autotrazione.

Il biometano viene prodotto attraverso un processo costituito da 3 fasi:

- Pre-trattamento – questa fase comprende qualsiasi tecnica di selezione, triturazione e miscelazione della materia prima (rifiuto organico) per renderla più adatta possibile al digestore;
- Digestione – è il processo principale durante il quale la sostanza organica è trasformata in biogas
- Raffinazione – questo è il processo in cui il biogas grezzo è trasformato in un combustibile ad alto contenuto di metano ($\geq 95\%$) eliminando la CO_2 ed altre impurità e contaminanti.

La quantità di biogas prodotto, e la percentuale di metano contenuta nel biogas, dipendono sia dalla materia prima impiegata che dalla tecnologia di conversione utilizzata. In generale, i reflui fognari, il liquame e il letame tendono a produrre meno gas del rifiuto di origine alimentare.

I digestori più semplici che trattano reflui fognari possono produrre 100 m^3 di metano per tonnellata di refluo, laddove impianti centralizzati più sofisticati che trattano svariati tipi di rifiuti possono generare circa 300 m^3 di metano per tonnellata di rifiuto trattato.

Il biometano è un valido combustibile e brucia in modo efficiente nei motori. In termini di emissioni dirette di CO_2 il biometano emette il 20% in meno rispetto alla benzina e il 5% in meno rispetto al gasolio. Tuttavia, il vero vantaggio del biometano è evidente quando si considera l'intero ciclo di vita del combustibile, e si prende atto che la CO_2 emessa dalla combustione del biometano è rinnovabile.

8. L'evoluzione dei costi degli impianti

Attualmente in Europa, si contano oltre 4.000 impianti per la produzione di biogas, di cui circa 150 in Italia (dati gennaio 2008). Le regioni con maggior numero di impianti sono la Lombardia (48), il Trentino-Alto Adige (34) l'Emilia-Romagna (30) e il Veneto (17), dove maggiore è la concentrazione di allevamenti zootecnici.

Come osservato precedentemente il costo maggiore di un impianto per la produzione di biogas è da imputare all'acquisto del cogeneratore. I costi di impianto possono ritenersi in prima approssimazione legati all'evoluzione dei costi dei cogeneratori, di cui si riporta il costo specifico nella tabella seguente.

Tecnologia cogenerativa	Motori a gas	microturbine
Potenza kW	50-5.000	30-200
Costo impianto €/kW	250-750	300-900

Tabella 3-15 Evoluzione dei costi

3.8. *Idroelettrico*

1. *Principio di funzionamento*

L'energia idroelettrica può essere definita come la trasformazione dell'energia potenziale di una massa d'acqua e/o l'energia cinetica di una corrente d'acqua in energia meccanica e quindi in energia elettrica. I fattori determinanti per la potenza di un impianto sono salto e portata. Il salto è la differenza tra la quota del punto di prelievo dell'acqua e la quota del punto di restituzione. La portata è la quantità d'acqua che attraversa l'impianto.

La trasformazione da energia potenziale in energia meccanica dell'acqua avviene per mezzo di turbine, messe in rotazione dalla massa di acqua che transita al loro interno. A sua volta la potenza meccanica all'asse della turbina può essere impiegata direttamente per compiere lavoro (si pensi ai mulini ad acqua) oppure per produrre energia elettrica collegando l'asse della turbina, tramite opportuni riduttori, ad un alternatore.

La potenza ottenibile da una turbina idraulica è espressa dalla seguente equazione:

$$P = h g Q H$$

dove:

- **P** = potenza espressa in kW
- **h** = rendimento globale dell'impianto (*)
- **g** = accelerazione di gravità espressa in m/s^2 (pari a $9,8 m/s^2$)
- **Q** = portata d'acqua espressa in m^3/s
- **H** = salto o dislivello espresso in m

2. *Tipologie di impianto*

Gli impianti idroelettrici più comuni sono quelli a bacino, consistenti nello sbarramento di un corso d'acqua(diga) con la conseguente formazione di un lago. Come mostrato nella figura seguente, nella struttura dello sbarramento sono installate delle turbine nelle quali attraverso una condotta forzata è convogliata l'acqua che, grazie alla differenza di quota tra la sommità e la base della diga, le pone in movimento, permettendo la conversione dell'energia potenziale in energia meccanica. Quest'ultima è quindi convertita in energia elettrica tramite un generatore. Tale tipologia di impianto, nonostante l'elevata capacità di generazione, è quasi giunta al limite di sfruttamento, avendo realizzato impianti in ogni sito ove fosse opportuno ed economicamente conveniente realizzarli. Di fatto, la potenzialità del territorio italiano è di circa 65 TWh/a e già nel 2000 la produzione energetica lorda ha raggiunto i 51 TWh (APER, 2002). Per questo motivo, nel presente documento si è intenzionalmente tralasciata tale tecnologia per trattare esclusivamente impianti di taglia più piccola, ossia impianti mini-idraulici.

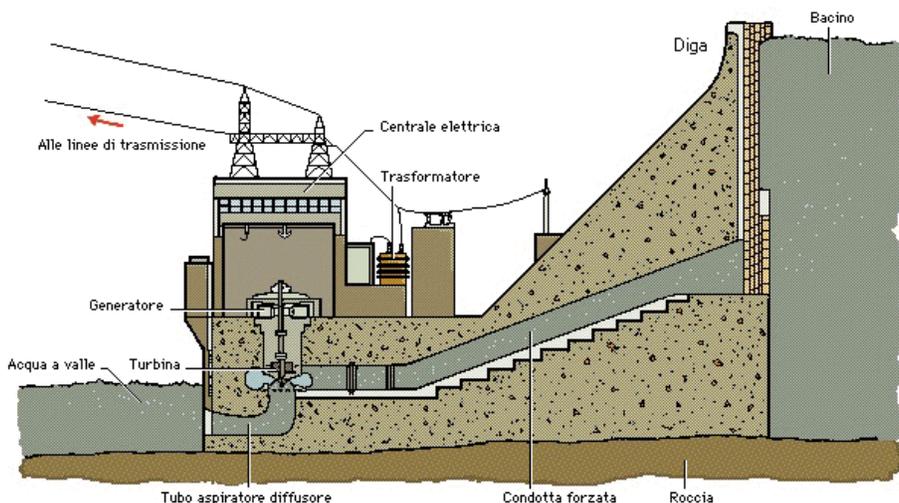


Figura 3-67 Schema di una centrale idroelettrica

Con il termine “mini-idraulica” si indicano generalmente le centrali idroelettriche di potenza inferiore di 10 MW. La classificazione degli impianti mini-idraulici è convenzionalmente basata sulla taglia degli impianti, secondo le classi mostrate in Tabella 3-16.

Tipologia di impianto	Classe di potenza
Pico centrali	< 5 kW
Micro centrali	< 100 kW
Mini centrali	< 1000 kW
Piccole centrali	< 10000 kW

Tabella 3-16 Classificazione per taglia degli impianti mini-idraulici

Gli impianti possono essere suddivisi anche in categorie basate sull'altezza del salto disponibile:

- alta caduta: al di sopra di 100 m;
- media caduta: 30-100 m;
- bassa caduta: 2-30 m.

Una ulteriore classificazione, basata sulla modalità di presa e accumulo delle acque, suddivide i sistemi in:

- **impianti ad acqua fluente:** non godono di una capacità di regolazione a causa dell'assenza di accumulo idrico. La portata derivabile durante l'anno, e quindi la producibilità elettrica, è in funzione del regime idrologico del corso d'acqua;

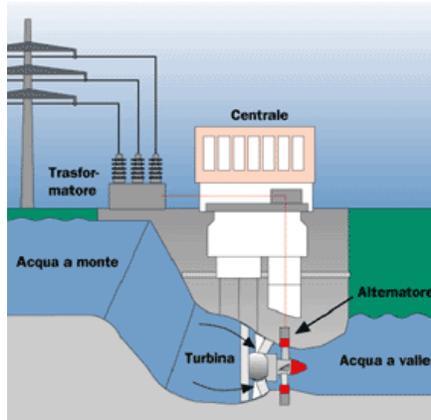


Figura 3-68 Schema di impianto ad acqua fluente

- **impianti a flusso regolato:** possono regolare il passaggio dell'acqua tramite un serbatoio di regolazione giornaliero, settimanale o mensile. L'entità della regolazione è connessa alla capacità di accumulo del serbatoio.

Le opere e la tipologia dei componenti il gruppo idroelettrico sono progettati, di volta in volta, a seconda del sito di installazione, in quanto dipendono sia dalle condizioni ambientali, sia dal tipo di esercizio dell'impianto (autonomo, in parallelo con una rete elettrica esistente, funzionamento continuato o stagionale &c).

Un impianto idroelettrico è costituito da componenti civili ed idrauliche (opere di presa, di convogliamento e di restituzione, centralina) e da opere elettromeccaniche (turbina, alternatore, quadri elettrici, sistemi di comando). I componenti sono di seguito descritti.

- **Opera di presa, filtraggio e convogliamento dell'acqua.** Dipendono dalla tipologia del corso d'acqua intercettato e dall'orografia locale. Il tipo di filtro necessario e l'opportunità di automatizzarne la pulizia dipendono dalla portata derivata dall'entità dei corpi solidi, trasportati dal flusso idrico, da eliminare. Le micro centrali usano normalmente acqua fluente, mentre per le minicentrali è più comune la presenza a monte di modesti bacini di accumulo. Le opere di convogliamento dell'acqua alla turbina sono costituite essenzialmente da canali o da condotte forzate ed anch'esse dipendono dall'orografia, dalla portata e dalla turbina prevista. In particolare per le micro centrali, ovunque sia possibile e conveniente, si utilizzano tubazioni in plastica. La convenienza generale del progetto aumenta poi qualora l'acqua convogliata serva ad altri usi oltre a quello energetico (acqua per impianti irrigui, industriali, di depurazione e per acquedotti pubblici o privati). Nella realizzazione delle opere civili, particolare attenzione si presta alla fauna ittica, permettendone il transito mediante opportune scale di monta.

- **Turbina.** Il tipo di turbina dipende fondamentalmente dalla portata turbinata e dal salto motore. In Italia, normalmente, le turbine utilizzate per le micro centrali sono ad azione tipo Pelton, mentre le micro centrali utilizzano soprattutto i tre tipi classici di turbine: turbina Pelton per salti notevoli e portate modeste, turbina Francis per valori medi di salto e portata, turbina Kaplan per salto basso e portata consistente. L'asse della turbina viene collegato ad un generatore elettrico per la trasformazione dell'energia meccanica in energia elettrica.
- **Opera di scarico dell'acqua.** Negli impianti di questo genere l'opera di scarico è modesta; si tratta di un cono diffusore per le turbine Francis e Kaplan e di un canaletto per le turbine Pelton, che restituiscono l'acqua turbinata al suo corso, senza ripercussioni fisiche o chimiche, e variazioni di temperatura e presenza di altre sostanze disciolte.
- **Quadro elettrico con linea per il trasporto e la distribuzione dell'energia elettrica prodotta.** I quadri e le apparecchiature elettriche risultano anch'essi semplificati. Talvolta è comodo e poco costoso realizzare i quadri all'interno di armadi in vetroresina, simili a quelli utilizzati per i semafori stradali.
Il gruppo turbina-generatore e le apparecchiature connesse sono alloggiati, se necessario, in un locale opportunamente dimensionato e provvisti di adeguate protezioni. Nel caso di micro centrali, la turbina può essere addirittura alloggiata in pozzetti o cassette, e.g. quelle destinate all'uso elettrico, riducendo al minimo gli impatti ambientali, visivi ed acustici.



Figura 3-69 Turbina (da sinistra a destra) Pelton, Francis, Kaplan

3. Costi di impianto ed esercizio

Determinare il costo specifico per gli impianti idroelettrici di piccola taglia risulta difficoltoso, in quanto è necessario tenere conto delle eventuali opere civili (canali di presa, opere di sbarramento &c) che possono variare molto a seconda del luogo di installazione e che nella determinazione del costo complessivo spesso incidono per il 50% del costo. Lo sfruttamento di chiuse, dighe e serbatoi esistenti può ridurre significativamente sia i costi che gli impatti ambientali dell'opera. Siti

con bassi salti ed elevate portate richiedono spese capitali maggiori, in quanto per gestire un maggiore flusso idrico sono necessarie opere civili e turbine estese. Tuttavia, se il sistema ha una doppia funzione associata alla generazione elettrica, e.g. controllo delle piene, irrigazione o potabilizzazione dell'acqua, il periodo di ritorno dell'investimento può diminuire. In ogni caso, gli impianti vengono realizzati solo con prospettive di ritorno economico inferiore ai venti anni.

In linea generale per questo tipo di tecnologia valgono le economie di scala, ovvero i costi specifici diminuiscono all'aumentare della taglia.

In Italia il costo medio di investimento per un impianto idroelettrico di piccola taglia è di 1500-3000 €/kW (ESHA, 2004), di cui circa il 15% è imputabile ai costi di realizzazione e progettazione dell'opera.

Per quanto riguarda i costi di esercizio e manutenzione, grazie ai sistemi di automazione e di telecontrollo gli impianti non necessitano di personale dedicato a tempo pieno. Tuttavia sono necessari regolari interventi di controllo e manutenzione. I costi di esercizio e manutenzione, incluse le riparazioni e assicurazione dell'impianto, pesano per una frazione pari al 1,5-5% del costo di investimento.

Per quanto riguarda l'Unione Europea a 10 Stati, il costo medio di produzione dell'energia per un impianto idroelettrico di piccola taglia è di 5-10 c€/kWh (ESHA, 2004).

4. Durata prevista degli impianti

Un impianto idroelettrico di piccola taglia può avere una vita tra 30 e 60 anni (MHylab-ESHA, 2005), a seconda delle sollecitazioni subite, quindi in rapporto al regime di flusso del corso d'acqua. Gli elementi più delicati sono ovviamente le parti meccaniche, i.e. turbina e alternatore, le quali richiedono una adeguata manutenzione.

5. Smaltimento dei componenti

La dismissione di un impianto idroelettrico di piccole dimensioni consiste principalmente nello smontaggio dei dispositivi meccanici e nella demolizione delle opere civili in calcestruzzo armato.

Di seguito sono brevemente descritte le indicazioni generali per i singoli componenti dell'impianto.

- **Opere di presa, filtraggio, convogliamento e scarico dell'acqua** – generalmente costituite da calcestruzzo armato, il quale può essere riutilizzato per opere civili o inviato in discarica procedendo alla separazione del ferro di armatura.
- **Unità di generazione** (turbina e generatore) - se si valuta l'impossibilità di un recupero delle macchine occorre separare i componenti per il riciclaggio in base alla loro natura:
 - rottame elettronico (regolazione della macchina);
 - rottame ferroso;
 - metalli verniciati (ruote di ingranaggi, avvolgimenti del generatore elettrico);
 - lubrificanti.
- **Rete elettrica** - viene recuperato principalmente il rame da destinare al riciclo.

- **Strumenti di misura ed attrezzature di controllo** - possono essere considerati, in linea di massima, Rifiuti di Apparecchiature Elettriche ed Elettroniche (RAEE) da smaltire secondo le indicazioni del decreto legge 151 del 2005.

6. Innovazione e ricerca

Nel settore idroelettrico di piccola taglia gli sforzi per l'innovazione e la ricerca sono focalizzati su diversi campi di seguito illustrati.

- **Turbine:** consistente in tecnologie migliori e nuove per l'incremento delle efficienze e la riduzione dei costi. Lo sviluppo di nuove turbine è affrontato con metodi di *computation fluid dynamics* (CFD) *analysis*. Il miglioramento delle turbine esistenti è prevalentemente incentrato su quelle con salto basso (< 20 m) e bassissimo (< 5 m). Inoltre, si sta vagliando la possibilità di realizzare sistemi portabili di potenze inferiori ai 100 kW e di basso costo.
- **Valutazione dei siti, progettazione ed esercizio:** consistente in metodi per la riduzione dei costi legati alla scelta del sito, ottimizzazione delle procedure di progettazione e raccomandazioni per le procedure di esercizio. In particolare si tende a sistemi di controllo digitale e gestione migliori ed economicamente più efficaci. Rinnovo di impianti vecchi o dismessi. Trasferimento della tecnologia micro-idraulica per applicazioni in zone remote e non connesse alla rete elettrica nazionale. Miglioramento delle metodologie per la valutazione dei siti di installazione e della progettazione.
- **Sostenibilità ambientale dei progetti:** consistente in approcci innovativi per l'aumento dei benefici ambientali associati alla produzione di energia idroelettrica. Gli sviluppi consistono nella realizzazione di turbine per bassi salti che non incidano negativamente sulla vita delle popolazioni ittiche presenti nei corsi d'acqua. Innovazione nelle applicazioni idroelettriche di piccola taglia come l'integrazione con sistemi ad energia eolica, turbine per lo sfruttamento della corrente d'acqua (sfruttamento di salti molto bassi, i.e. 2-3 m).



Figura 3-70 Turbina Darrieus per lo sfruttamento della corrente (Alternative Hydro Solutions, 2006)

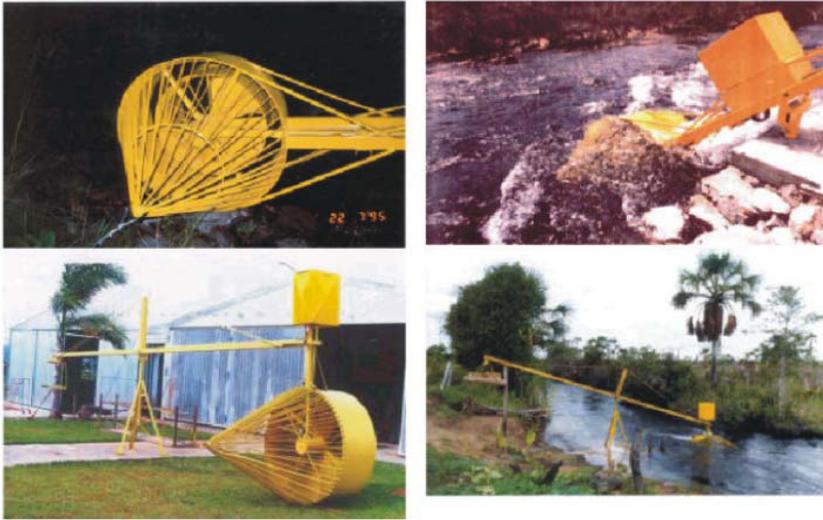


Figura 3-71 Turbina isocinetica, UNB Federal University of Brasilia.

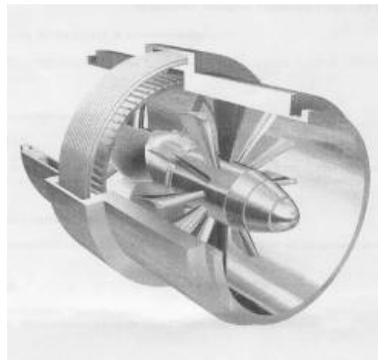


Figura 3-72 Turbina con generatore periferico, Turbo_silva BBT Energia

Un altro settore di applicazione in crescente sviluppo è quello del cosiddetto **recupero energetico**. In linea generale ogni qualvolta ci si trovi di fronte a sistemi di tipo dissipativo, quali punti di controllo e regolazione della portata (vasche di disconnessione, sfioratori, traverse, partitori, paratoie) con presenza di salti, è possibile installare una turbina finalizzata al recupero energetico della corrente.

In pratica per la realizzazione di un microimpianto su di un sistema idrico di questo tipo diventa conveniente dal punto di vista economico se le condotte già esistono e nei casi in cui salti e portate siano considerevoli. I sistemi idrici nei quali esiste una simile possibilità. sono tanti e di seguito schematizzati (APER 2002):

- acquedotti locali o reti acquedottistiche complesse;
- sistemi idrici ad uso plurimo (potabile, industriale, irriguo, ricreativo, &c);
- sistemi di canali di bonifica ed irrigui;
- canali o condotte di deflusso per i superi di portata;
- circuiti di raffreddamento di condensatori di impianti a motori termici.

7. Evoluzione dei costi degli impianti

Il fattore più importante a guidare l'evoluzione dei costi di impianto, oltre ai costi delle infrastrutture, è sicuramente quello delle componenti elettro-meccaniche ovvero alternatore e gruppo turbina. La successiva Tabella 3-17 ricostruisce la crescita dei costi del macchinario elettro-meccanico valutata sulla base di dati di mercato per il periodo 2001 - 2009.

Aumento 2001/2009(%)	Potenza(kW)
21,74	3
19,63	5
9,91	10
7,94	40
<i>14,81 valore medio</i>	

Tabella 3-17 Evoluzione dei costi 2001-2009 macchinario elettro-meccanico (2009)

3.9. Geotermia

Il termine "geotermia" deriva dal greco "gê" e "thermòs" ed il significato letterale è "calore della Terra". L'origine di questo calore è in relazione con la natura interna del nostro pianeta e con i processi fisici che in esso hanno luogo. Tale calore è presente in quantità enorme, praticamente inesauribile ed è stato stimato, assumendo una temperatura superficiale media di 15°C, che esso sia dell'ordine di $12,6 \times 10^{24}$ MJ e che quello contenuto nella sola crosta sia dell'ordine di $5,4 \times 10^{21}$ MJ. L'energia termica della Terra è quindi enorme e vulcani, sorgenti termali, soffioni e geyser ne documentano la presenza. Questa energia interna si dissipa con regolarità verso la superficie, la quale emana calore nello spazio quantificabile in una corrente termica media di 0,065 watt per metro quadrato.

Si chiama gradiente geotermico l'aumento della temperatura con la profondità e non è un valore fisso e uguale, nel senso che parti diverse della nostra superficie possono avere un diverso gradiente geotermico; in media questo gradiente è di circa 1 grado centigrado ogni 33 metri di profondità ma come detto può variare notevolmente, come ad esempio vicino alle dorsali dove si può arrivare a valori di 3-4 gradi ogni 33 metri. Queste variazioni della temperatura interna della Terra vengono chiamate gradienti geotermici anomali.

La produzione di calore all'interno della Terra è assicurato dal decadimento di isotopi radioattivi presenti soprattutto nel mantello, quelli più importanti sono il torio 232, l'uranio 238 e 235 e il potassio 40. Un grammo di uranio 235 produce 4,34 calorie all'anno. Dal momento che con il deca-

dimento la quantità di questi isotopi diminuisce si deduce che al momento della formazione della crosta terrestre il flusso di calore doveva essere notevolmente maggiore e questo fa ritenere che anche lo spessore delle zolle fosse minore rispetto allo spessore attuale. Quindi il nostro pianeta diffonde del calore che, dal nucleo e dal mantello, si trasferisce alla crosta e all'atmosfera. Sino ad oggi, l'utilizzazione di questa energia è stata limitata a quelle aree nelle quali le condizioni geologiche permettono ad un vettore, acqua in fase liquida o vapore, di "trasportare" il calore dalle formazioni calde alla superficie o vicino ad essa, formando quelle che chiamiamo risorse geotermiche. Il calore interno si manifesta in superficie in siti limitati, come vulcani, geysers, fumarole e sorgenti calde. Esso, tuttavia, ha dimensioni tali da essere la causa di fenomeni di scala planetaria, quali il movimento delle placche crostali. E' infatti il calore interno della terra che provoca nell'astenosfera i moti dei materiali fusi o semifusi che "trascinano" le placche litosferiche; queste placche si spostano in continuazione e reciprocamente, collidono, si formano e sono "digerite". Ai margini delle placche sono frequenti i terremoti; a causa della fratturazione della crosta, che permette la risalita di materiali fusi molto caldi, ai margini si formano anche vulcani ed aree a gradiente geotermico molto elevato. Il gradiente geotermico nelle aree "geotermiche" può essere anche dieci volte superiore alla norma.



Figura 3-73 Placche tettoniche e posizione aree geotermiche ad alta temperatura

Molto spesso il calore risale in superficie attraverso un fluido, come ad esempio l'acqua piovana, che infiltrandosi in profondità, circola nel sottosuolo attraverso rocce porose, fratturate e permeabili, e viene riscaldata, a volte fino a diventare vapore. L'acqua calda o il vapore, risalendo attraverso faglie e fratture, può raggiungere la superficie e formare sorgenti calde, soffioni, fumarole e geysers; la maggior parte rimane invece nel sottosuolo, intrappolata in fratture e strati porosi di roccia, compresi tra superfici impermeabili. In questi casi si può avere la formazione di un serbatoio geotermico. La perforazione di pozzi mette in comunicazione diretta la risorsa geotermica con la superficie, per un successivo uso energetico del calore contenuto nel fluido.

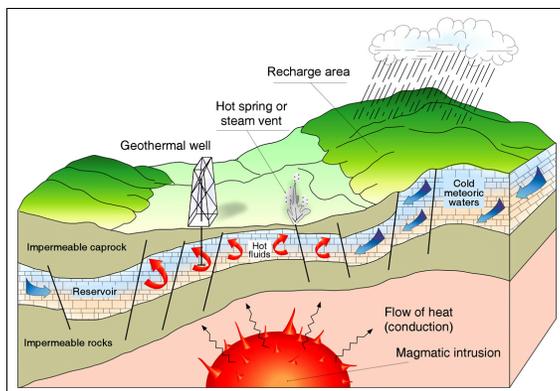


Figura 3-74 Percorso del fluido geotermico

Il fluido geotermico trasferito in superficie tramite pozzi, viene avviato agli impianti di produzione di elettricità o impiegato per usi non elettrici, risparmiando energia. L'energia geotermica è una risorsa preziosa, disponibile a livello locale e facilmente utilizzabile.

L'energia geotermica è generalmente definita rinnovabile e sostenibile. Il termine rinnovabile si riferisce ad una proprietà della sorgente di energia, mentre il termine sostenibile descrive come la risorsa è utilizzata.

Quando si sfrutta un sistema geotermico naturale la ricarica energetica deve avvenire, affinché la risorsa possa essere definita rinnovabile, attraverso l'apporto al sistema di fluidi caldi contemporaneamente o in tempi comparabili a quelli dello sfruttamento. Non tutti gli impianti geotermici rientrano in questa classificazione, ad esempio nel caso delle rocce calde secche (HDR) e di certi acquiferi caldi in bacini sedimentari, la ricarica energetica avviene solo per conduzione termica ed a causa della lentezza di questo fenomeno le risorse energetiche dovrebbero essere considerate limitate.

Classificazione

Le risorse geotermiche sono tradizionalmente divise in tre categorie:

1. Alta entalpia;
2. Media entalpia;
3. Bassa entalpia.

Le prime sono utilizzabili per la generazione di energia elettrica (geotermoelettrico), ma sono disponibili solamente in aree geologicamente attive, dove le forze endogene portano il magma relativamente vicino alla superficie. La risorsa a bassa entalpia è invece presente, con diverse potenzialità, in tutti i terreni e bacini idrogeologici e viene utilizzata principalmente per usi diretti. I range delle temperature delle diverse categorie sono:

- - Alta entalpia $T > 225^{\circ}\text{C}$
- - Media entalpia $125^{\circ}\text{C} < T < 225^{\circ}\text{C}$
- - Bassa entalpia $T < 125^{\circ}\text{C}$

Secondo una classificazione recentemente proposta, il territorio europeo può essere suddiviso in quattro grossolane aree:

- Aree “molto buone”: sono i settori con le migliori prospettive e con eccellenti possibilità di sviluppo per la produzione geotermoelettrica: Antille Francesi (Guadalupa e Martinica, solo politicamente europee), Islanda, Azzorre (Portogallo), Canarie (Spagna), poste lungo la dorsale medio-atlantica, Estremo est della Russia (Kamchatka, collocata nel “ring of fire” dell’oceano pacifico, solo politicamente europea). La fascia preappenninica toscana-laziale (dove si trovano i campi di Larderello e del Monte Amiata) e le isole Eolie (Italia), le isole vulcaniche dell’Egeo (Grecia) e l’Anatolia occidentale (Turchia). Tutte queste regioni coprono però solo lo 0,2% del territorio europeo.
- Aree “buone”: sono i settori ai margini delle regioni precedentemente citate, oltre a: Massiccio Centrale della Francia, Graben del Reno in Germania, il Campidano in Sardegna, il bacino Pannoniano (Ungheria e Romania), l’isola di Lesbo (Grecia), la Siberia orientale (Russia), per un totale del 2,3% del territorio.
- Aree “moderate”: per un ulteriore 12,5%.
- Aree “povere”: il rimanente 85%.

La produzione geotermoelettrica può essere quindi possibile solo per le prime due categorie (2,5% del territorio), almeno con le presenti tecnologie e gli attuali parametri economici.

Gli usi diretti possono invece essere sfruttati virtualmente ovunque, seppur a temperature diverse.

3.9.1. Geotermoelettrico

Le risorse geotermiche ad alta e media entalpia, utilizzabili per la realizzazione di impianti geotermoelettrici, possono inquadrarsi in varie tipologie di sistemi geotermici.

Sistemi ad acqua dominante

In questi sistemi l’acqua liquida è la fase continua, che controlla la pressione nel serbatoio geotermico. Essi possono produrre, in funzione della loro temperatura e pressione, acqua calda, una miscela di acqua e vapore, vapore umido e in alcuni casi vapore secco.

Quelli “ad acqua calda” contengono acqua in fase liquida che, quando estratta, ha alla superficie temperature variabili tra 30 e 100°C. Generalmente il serbatoio non ha una copertura di rocce impermeabili, ed è situato a bassa profondità.

Quando invece il campo geotermico è racchiuso da una copertura impermeabile, l’acqua è in grado di raggiungere temperature maggiori di 100°C, pur restando ancora in fase liquida. Quando un pozzo raggiunge un serbatoio di questo tipo, l’acqua pressurizzata risale rapidamente verso la superficie, e comincia a bollire, a causa della rapida diminuzione della pressione (fenomeno noto come “boiling for depth”), producendo una miscela di acqua e vapore. Per la produzione di energia elettrica viene utilizzato solamente il vapore, mentre l’acqua viene allontanata con appositi separatori e reimpressa nel sottosuolo o utilizzata per fini termici.

Sistemi a vapore dominante

Nel serbatoio di questi sistemi normalmente coesistono acqua liquida e vapore. Sono sistemi ad alta temperatura, che normalmente producono vapore secco o surriscaldato. I sistemi geotermici di questo tipo sono piuttosto rari; i più conosciuti sono Larderello in Italia e The Geysers in California.

Sistemi geopressurizzati

I sistemi geopressurizzati sono sistemi chiusi, privi di alimentazione, nei quali il fluido si trova a pressione litostatica; costituiscono una categoria a sé stante e possono formarsi nei grandi bacini sedimentari a profondità di 3-7 km, come ad esempio nel Golfo del Messico. Potrebbero produrre energia termica e idraulica e gas metano. Questa risorsa è stata studiata, ma sino ad oggi non è seguito uno sfruttamento industriale.

Una centrale geotermoelettrica differisce da quella tradizionale termoelettrica, i cui costituenti essenziali sono il generatore di vapore (fonte energetica), la turbina, l'alternatore (per la generazione di energia elettrica) ed il condensatore (per la condensazione del vapore esausto), per gli apparati necessari al trattamento del fluido naturale proveniente dal sottosuolo e per l'estrazione dei gas incondensabili (soprattutto CO₂) sempre presenti nel vapore.

Nel caso in cui la centrale sia installata in un campo "a vapore secco" (come quello di Larderello), il vapore è inviato direttamente alla turbina; all'uscita da questa, il vapore esausto viene condensato e depurato dei gas incondensabili, mentre l'acqua di condensa può venir dispersa in superficie o reiniettata nel sottosuolo. Quando invece, si tratta di campi "ad acqua dominante", la miscela acqua/vapore che fuoriesce dal pozzo geotermico, è sottoposta ad un processo di separazione dal quale si ottiene il vapore che sarà inviato alla turbina ed un'alta percentuale di acqua (30-80% del totale) che verrà dispersa o reiniettata.

E' da notare che, contrariamente a quanto si verifica nelle centrali termoelettriche tradizionali, dove la pressione del vapore è portata a più di 150 atm, quella del vapore di un pozzo geotermico raramente supera le 30 atm.

Le centrali in uso in geotermia sono di diversi tipi:

1. Centrale a scarico libero, il vapore proveniente direttamente dal pozzo o da un separatore (campo ad "acqua dominante") è inviato alla turbina e dopo la generazione di energia elettrica, viene scaricato in aria a pressione atmosferica; le acque reflue sono reiniettate o disperse in superficie.
2. Centrale a condensazione, il vapore esausto che esce dalla turbina, viene inviato ad una "camera di condensazione/depressione" raffreddata da acqua derivante da una torre di raffreddamento o da acque correnti. I gas incondensabili vengono estratti meccanicamente e scaricati all'esterno, mentre i reflui dei condensatori o dei separatori sono incanalati in pozzi di reiniezione o dispersi in superficie.
3. Centrale a flash singolo, usata nei campi "ad acqua dominante". Il fluido geotermico erogato da un pozzo, viene inviato ad un separatore che riduce la pressione e separa le

due fasi acqua/vapore. Il vapore entra poi nella turbina e dopo la generazione di elettricità è condensato ed inviato ai pozzi di reiniezione o smaltito in altro modo.

4. Centrale a doppio flash, usata nei campi “ad acqua dominante”. Il fluido, proveniente dal pozzo, entra in un primo separatore dove si genera il primo flash di vapore ad alta pressione (a 160° C). Successivamente è inviato ad un secondo separatore dove si genera un secondo flash di vapore a bassa pressione (a 120° C). I flussi di vapore ottenuti, ad alta e bassa pressione, sono inviati a turbine distinte.
5. Centrale a ciclo binario, usata soprattutto per fluidi a medio-bassa entalpia o per “salamoie” da non lasciare vaporizzare perché incrostanti. Il fluido geotermico è inviato, in pressione, ad uno scambiatore dove cede il calore ad un fluido di lavoro (freon, cloruro d’etile). Successivamente i reflui geotermici vengono reiniettati nell’acquifero; il vapore del fluido secondario, dopo esser passato alla turbina, viene condensato e ritorna allo scambiatore per vaporizzare nuovamente.
6. Centrale a flusso totale, funziona col fluido bifase (miscela acqua/vapore e gas associati) direttamente erogato dal pozzo. Dopo la generazione di energia elettrica il fluido è condensato e reiniettato nell’acquifero.
7. Minicentrale a condensazione, centrale a condensazione di potenza limitata che utilizza fluidi a temperatura anche inferiore ai 100° C.

3.9.2. Impianti geotermici a bassa entalpia

Il riscaldamento è la forma più antica e diffusa tra gli usi diretti dell’energia geotermica; larga utilizzazione è stata fatta in Islanda, dove, per l’abbondanza dei fluidi caldi disponibili, il 97% della popolazione della capitale è servita da riscaldamento geotermico urbano. Analoga situazione si ha anche in Francia, paese poco geotermico, negli Stati Uniti, in Cina ed in Giappone.

In Italia le realizzazioni più importanti sono quelle di Ferrara, Vicenza, Castelnuovo Val di Cecina, Acqui, Bagno di Romagna e Grosseto.

Per il riscaldamento degli ambienti, le temperature dei fluidi devono essere dell’ordine di 50-80° C per gli impianti a termosifone, 35-50° C per i pannelli radianti; qualora i fluidi geotermici non raggiungessero le temperature richieste, si possono adottare dei sistemi integrativi quali una caldaia o una pompa di calore.

Un impianto di teleriscaldamento può provvedere anche alla fornitura di acqua calda sanitaria; se le acque geotermiche sono dolci, come nel caso di Vicenza, possono essere distribuite direttamente agli utenti, se invece, sono salate, come a Ferrara, si provvede immettendo nella rete sanitaria una parte dell’acqua di acquedotto circolante nello scambiatore di calore.

Si può ottenere uno sfruttamento integrale della risorsa geotermica con il riscaldamento invernale ed il raffrescamento estivo, disponendo di fluidi a 80-110° C che alimentino pompe di calore reversibili, ad assorbimento, con fluidi appropriati (ad esempio ammoniaci, bromuro di litio).

Altri usi dei fluidi geotermici sono rappresentati dall'azione antigelo dei suoli, dal riscaldamento delle serre e dall'utilizzo nelle attività industriali per fornire il "calore di processo" utilizzato nel ciclo di produzione.

Un uso razionale che permette di ottenere la massima efficienza dai fluidi geotermici, è rappresentata dagli usi integrati dello stesso fluido per impianti ed utenti diversi, con un sistema in serie, "a cascata", le acque reflue a bassa temperatura di una centrale geotermica, possono essere usate, per esempio, per il riscaldamento, per la serricoltura, per l'acquacoltura e per l'irrigazione.

Nel quadro volto allo sfruttamento razionale dell'energia geotermica, viene impiegata sempre di più la "pompa di calore", grazie alla quale sono utilizzati anche i fluidi a temperatura molto bassa. La pompa di calore è una macchina termica in grado di trasferire il calore da un corpo più freddo ad uno più caldo, innalzandone la temperatura; essa estrae calore da una sorgente a bassa temperatura, sorgente fredda, con dispendio di energia esterna che può essere di natura elettrica, meccanica, o appunto geotermica.

Nei paesi dove si sta diffondendo lo sfruttamento dell'energia geotermica alle più basse temperature (7- 40° C), quali la Svezia, il Giappone, gli Stati Uniti, la Svizzera, la Germania e la Francia, l'uso delle pompe di calore ha toccato dei livelli sorprendenti; negli Stati Uniti per esempio nel 1993 ne erano installate più di 150.000.

Un'altra tecnologia molto in uso accanto alle pompe di calore è rappresentata dallo "scambiatore di calore", necessario nei casi in cui non è possibile mettere a contatto i fluidi geotermici direttamente con gli impianti di utilizzazione, quando il contenuto salino del fluido può creare danni quali la corrosione o l'inquinamento.

Gli scambiatori di calore vengono fabbricati in diverse versioni di cui le principali sono: a piastre, a fasce tubiere, a serpentina ed a miscela diretta, con separazione finale e recupero del fluido di lavoro dal fluido primario.

Un particolare tipo è quello utilizzato direttamente nel pozzo, con circolazione di acqua dolce o di fluido basso-bollente nel secondario.

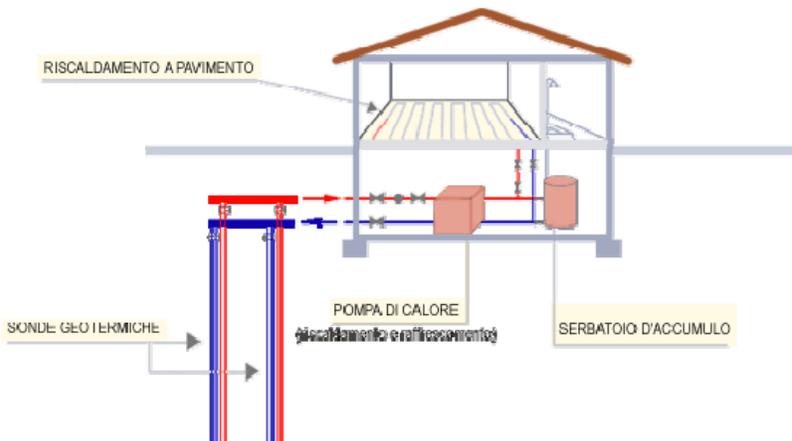


Figura 3-75 Schema di una pompa di calore

Un sistema geotermico a bassa entalpia è, nella maggioranza dei casi, composto da tre parti distinte che si integrano tra loro e il cui dimensionamento è fortemente correlato. Esse sono:

- le geostrutture energetiche: oltre ai pozzi geotermici, esistono numerose possibilità di scambiare calore con il sottosuolo, il che rende il sistema estremamente versatile;
- la macchina di climatizzazione: la pompa di calore permette di effettuare il salto termico necessario per ottenere le temperature desiderate;
- il sistema di erogazione di calore: gli impianti geotermici possono adattarsi a qualunque terminale di riscaldamento, ma la scelta di terminali poco idonei può incidere negativamente sul costo dell'elettricità necessaria alla pompa di calore.

Sonde verticali

L'accoppiamento termico di una pompa di calore a compressione con il terreno, visto come sorgente termica, si può realizzare in diversi modi, ma uno dei più interessanti è certamente quello costituito da una o più perforazioni verticali, al cui interno vengono collocati uno o più tubi percorsi da un fluido termovettore. A tale tecnologia si dà il nome di Sonda Geotermica Verticale (SGV).



Figura 3-76 Sonde verticali

Le sonde geotermiche verticali sono particolarmente diffuse in Europa centrale anche nel residenziale. L'impianto verticale diventa invece la soluzione standard se si parla di installazioni commerciali ed in edifici pubblici.

La profondità raggiunta varia da regione a regione e dipende dal tipo di suolo e dal tipo di carico richiesto. Come visto in precedenza nelle sonde a sviluppo verticale, che possono superare i 100 metri di profondità, l'influenza dell'escursione stagionale è trascurabile e pertanto risulta un'ipotesi giustificata considerare il terreno come una sorgente termica a temperatura costante durante tutto l'anno.

In Svizzera ad esempio si va dai 50 ai 350 m con la tendenza ad aumentare la profondità per sfruttare al meglio le temperature più elevate del terreno, visto che le necessità di raffreddamento sono meno marcate rispetto ad altre situazioni climatiche. In base al tipo di terreno si sceglierà il metodo di perforazione più opportuno. Questo incide molto sul costo totale dell'impianto.

La sonda viene poi inserita all'interno del perforo, che è di circa 15 cm, applicando alla sua estremità una zavorra di peso opportuno. Le prime sonde a terreno vennero realizzati in metallo, generalmente in rame, ma pur avendo buone proprietà di scambio termico presentavano diversi problemi, primo fra tutti la corrosione. Attualmente la quasi totalità delle installazioni utilizza scambiatori in polietilene ad alta densità.

Negli ultimi anni si stanno diffondendo le tubazioni in polietilene reticolato che presenta migliori caratteristiche quanto a scambio termico con il sottosuolo, maggiore resistenza alle crepe ed alle sollecitazioni di tipo meccanico a cui è sottoposta la sonda e presenta un range di temperature più ampio (da - 40°C a +95°C).

Dato il largo campo di temperatura di esercizio, questo materiale è indicato anche per accumuli termici a sottosuolo. Le temperature di stoccaggio raggiungono anche i 25°C; permettendo di utilizzare direttamente il calore accumulato per riscaldare gli edifici durante la stagione invernale.

In Italia si sta sperimentando un nuovo tipo di sonda coassiale, formata da due tubi in acciaio. Questa soluzione riesce a scambiare con il sottosuolo una quantità di calore superiore rispetto alla sonda geotermica in polietilene; questo scambio però va ad impattare sull'equilibrio termico del terreno circostante in maniera non ancora definita nel lungo periodo. Tale tecnologia sembra comunque essere molto vantaggiosa in presenza di terreni saturi con flussi di falda importanti. L'acciaio utilizzato per lo scambio termico permette di diminuire la lunghezza totale della sonda ed essendo inserita per mezzo di pistoni idraulici non ha bisogno del riempimento del perforo.

Una volta calata la sonda geotermica è necessario inserire nel foro materiale di riempimento. Questa operazione serve ad assicurare una completa adesione tra il sottosuolo interessato e la sonda, ottimizzando lo scambio energetico. La non corretta cementazione del perforo, non è immediatamente visibile, ma si manifesta nel corso degli anni. Eventuali interstizi isolando la sonda riducono drasticamente le prestazioni dell'impianto. Le cause che possono portare alla formazione di discontinuità ed interstizi sono molteplici: contrazione del materiale di riempimento, porosità e disomogeneità del terreno, infiltrazioni d'aria dovute ad un non corretto riempimento.

La cementificazione del perforo è spesso richiesta dalle normative per la protezione dell'acqua di falda. Una corretta cementazione permette inoltre una riduzione della differenza fra la pressione statica del fluido termovettore che circola nei tubi e la pressione all'esterno dei tubi stessi. Questo permette di aumentare le profondità dei pozzi in cui installare gli scambiatori.

Attraverso l'utilizzo di nuove mescole si è riuscito a ridurre la contrazione del riempimento dovuta alla diminuzione di umidità nell'intorno dello scambiatore durante la fase di assorbimento di calore dal terreno.

Sonde orizzontali

Questo tipo di soluzione prevede l'utilizzo di una serpentina posta ad una profondità limitata, che raggiunge al massimo i 2,5 m. A tale profondità, il terreno risente ancora delle variazioni stagionali

di temperatura dell'aria esterna, mentre l'ampiezza della variazione giornaliera di temperatura si riduce di un fattore 10 già a pochi centimetri di profondità, quindi è possibile considerarla trascurabile.

La presenza delle oscillazioni della temperatura del terreno al variare della temperatura dell'aria esterna è compensata dal fatto che il valore minimo ed il valore massimo della temperatura del terreno sono traslati nel tempo rispetto ai valori estremi dell'aria esterna. Ad esempio la temperatura minima a 2 m di profondità viene rilevata a fine febbraio, mentre quella dell'aria esterna è in prossimità della fine di dicembre. Questo permette di riscontrare i COP più sfavorevoli quando il fabbisogno energetico giornaliero è meno elevato e quindi la penalizzazione sul rendimento medio stagionale è limitata. Affinché l'impianto sia efficiente lo scambiatore orizzontale deve essere installato su un terreno libero e possibilmente ben soleggiato.

Il limite di questa tipologia di sonda è proprio la necessità di grosse superfici, infatti la maggior parte delle installazioni di questo tipo si trovano in Nord America, dove la bassa concentrazione della popolazione in molte aree del paese rende disponibile per unità abitativa un adeguata superficie.

In Europa invece sia per la conformazione del territorio e sia per la scarsa disponibilità di superficie questa soluzione d'impianto non ha avuto ancora una particolare diffusione. In genere la superficie di suolo che deve essere coperta da scambiatori è circa pari al doppio/triplo della superficie riscaldata.

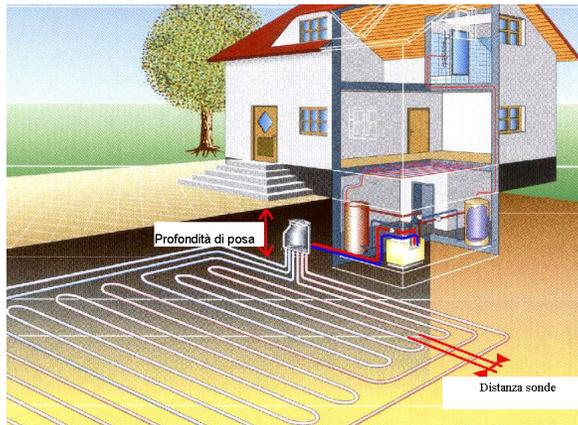


Figura 3-77 Sonde orizzontali

Il costo di un impianto geotermoelettrico si può assumere pari a circa **1500-2000 € per ogni kW** installato ed è, ovviamente, più alto di quello di un impianto dello stesso tipo alimentato con combustibili convenzionali.

Il costo dell'energia utilizzata da un impianto geotermico è molto più basso di quello dell'energia fornita dai combustibili tradizionali e 2/3 dei costi sono rappresentati dalla ricerca e dalla perforazione dei pozzi di produzione e di reiniezione (costi di perforazione: 500-1000 €/m) il costo dell'energia è compreso tra 0,04 – 0,05 €/kWh corrisponde, principalmente, ai costi di manutenzione degli elementi dell'impianto.

Costi di impianto ed esercizio impianto a pompa di calore geotermica

Premesso che un impianto a pompa di calore geotermica presenta un coefficiente di performance (COP) molto elevato, generalmente compreso tra 3 e 5, che è decisamente superiore ai valori di una caldaia tradizionale, circa 0,8-0,9. Questo significa che per ogni kWh_e fornito al sistema, vengono prelevati dall'ambiente esterno 2-4 kWh_t. Il risparmio che si riesce ad ottenere dal punto di vista dei costi operativi e dal punto di vista ambientale è notevole.

A titolo di esempio, per un appartamento di 100 m², situato nella zona climatica C e con fabbisogno energetico complessivo di 166 kWh/m²a il costo dell'impianto geotermico, considerando la pompa di calore a compressione, un sistema di distribuzione a pavimentazione e sonde geotermiche a sviluppo verticale, è di circa **15.000 €** (per una caldaia a condensazione a metano ed un impianto frigorifero per un appartamento con le caratteristiche precedentemente esposte si avrebbe un costo di circa 9.500 €).

I costi di manutenzione degli impianti geotermici a bassa entalpia sono praticamente nulli rispetto a quelli delle caldaie o dei gruppi frigoriferi. Infatti, dall'1.08.94 è entrato in vigore il DPR 412/93 che attua la legge 10/91 sulla sicurezza e sul risparmio energetico degli impianti di riscaldamento, che impone la manutenzione annuale della caldaia individuale a gas ed il controllo del rendimento di combustione ogni due anni.

Per quanto concerne i **costi di gestione** ci si può riferire al solo consumo di energia elettrica da parte dell'impianto. Tuttavia, rispetto ad altri tipi d'impianto l'energia primaria richiesta è molto contenuta.

Nel caso dell'esempio considerato i costi di gestione dell'impianto geotermico nel periodo di riscaldamento sono pari a circa **700 €/anno** (con un impianto a caldaia a gas metano si spenderebbe circa 1800 €/anno).

Per quanto riguarda il raffrescamento estivo, l'energia primaria necessaria ad un impianto tradizionale, nella fascia climatica considerata, è di circa 35 kWh/m²a, mentre un impianto a pompa di calore geotermica reversibile richiede 17 kWh/m²annui. Il risparmio che ne deriva è di 1800 kWh/a pari a circa 330 €. Il tempo di rientro in questo caso sarebbe di poco inferiore ai 4 anni.

Durata prevista degli impianti

- Durata impianti geotermoelettrici

Nel caso degli impianti geotermoelettrici bisogna innanzitutto considerare che la vita media di un pozzo è di circa 30 anni. Tuttavia, le centrali geotermiche hanno una vita più lunga (alcuni impianti sono in esercizio da più di 50 anni). Le centrali geotermiche, inoltre, non hanno le caldaie, le quali riducono la vita dell'impianto e aumentano la manutenzione e le relative spese.

- Durata impianti geotermici a bassa entalpia

Una stima della vita media degli impianti a bassa entalpia può essere fatta considerando i singoli componenti dell'impianto.

Le pompe di calore geotermiche hanno una vita utile di almeno 15-20 anni, mentre le sonde geotermiche in polietilene possono funzionare senza problemi per molte decine d'anni (secondo alcune fonti fino a 40-50 anni), mentre i pannelli radianti hanno una vita stimata in circa 20 anni. Per tutti gli anni di funzionamento dell'impianto, **non** vi è pressoché alcuna necessità di manutenzione.

Smaltimento dei componenti

- Nel caso di **impianti geotermici** lo smaltimento segue le linee generali dello smaltimento degli impianti termoelettrici (caso delle centrali termoelettriche a biomassa). In particolare, la dismissione può essere pensata composta da più fasi:
 1. fase di smontaggio delle varie componenti dell'impianto
 2. fase di demolizione delle opere civili quali edifici, edifici prefabbricati opere di fondazione
 3. fase di demolizione della rete di distribuzione dell'energia elettrica
 4. demolizione del camino di scarico della centrale

- Nel caso di **impianti geotermici a bassa entalpia**, lo smaltimento dell'impianto consiste nello smaltimento della sola pompa di calore, visto che sarebbe piuttosto complicato e oneroso eliminare le sonde geotermiche, generalmente in polietilene, che possono essere lasciate nel terreno. Il polietilene è chimicamente inerte alle temperature normali di utilizzo dell'impianto infatti non corrode o non riduce lo spessore di parete in seguito a reazioni elettrochimiche con il terreno circostante, inoltre non favorisce la crescita di alghe, batteri o funghi.

Nello smaltimento della pompa di calore è importante soprattutto il riciclaggio dei gas frigoriferi in essa contenuti.

Durante il normale esercizio, il fluido refrigerante, operante in un circuito frigorifero, viene "contaminato" dall'olio di lubrificazione del compressore, da gas (principalmente aria) non condensabili (alla temperatura e alla pressione di esercizio), da acqua e da particelle solide. Il refrigerante contaminato può essere:

- recuperato: estrazione dall'impianto e raccolta in appositi contenitori in attesa di un successivo trattamento (compresa la termodistruzione);
- riciclato: riduzione dei contaminanti mediante separazione dell'olio e riduzione dell'umidità, dell'acidità e del particolato;
- rigenerato: trattamento del fluido per ripristinare le caratteristiche proprie del fluido nuovo. In questo caso, a garanzia che il prodotto della rigenerazione abbia le stesse caratteristiche del fluido nuovo, è obbligatoria l'analisi chimica.

Per quanto concerne il riciclaggio degli altri componenti avviene in base alla loro natura:

- rottame elettronico (regolazione della macchina)
- rottame ferroso
- metalli verniciati (ruote di ingranaggi, avvolgimenti del generatore elettrico)
- Oli esausti e fluidi di lavoro.

Innovazione e ricerca

Campi geotermici off shore:

Attualmente, gli impianti geotermici sfruttano esclusivamente il sottosuolo. Tuttavia, esistono flussi di calore significativi che potrebbero essere utilizzati a fini energetici anche nei fondali marini come ad esempio il bacino tirrenico. Per i campi geotermici italiani esistono numerose informazioni e studi che ne caratterizzano le potenzialità geotermiche mentre, per quanto riguarda i vulcani sottomarini tirrenici il loro studio è tutt'ora in una fase embrionale, data la difficoltà di reperimento dei depositi vulcanici e la loro scarsa osservabilità diretta.

L'area del Marsili, a largo del Golfo di Policastro, sembra essere una delle aree di maggiore interesse geotermico.

Tale zona, infatti, è termicamente l'area più estesa a flusso di calore positivo presente in Europa, ad esclusione dell'Islanda, avendo una estensione di circa 2000 km² in cui l'anomalia termica è uguale o superiore ai 200 mW/ m². Il Marsili potrebbe rivelarsi come un esteso serbatoio sottomarino al cui interno potrebbero essere veicolati enormi volumi di acqua marina a temperature relativamente elevate.

Tuttavia, anche nella ipotesi favorevole, un tale "sistema geotermico" potenzialmente potrebbe non essere ancora utilizzabile in assenza di determinate condizioni geologiche che non consentirebbero o limiterebbero l'accumulo di fluidi idrotermali. Dal punto di vista teorico, l'utilizzo di fluidi idrotermali marini presenta molti vantaggi. Un primo è rappresentato dalla quantità di acqua a disposizione che praticamente risulterebbe essere inesauribile.

Inoltre, molto importante risulterebbe essere la possibilità di regolare a scelta il passaggio dell'acqua allo stato di vapore; infatti tale passaggio è funzione di T e P. Quindi si potrebbero progettare dei recuperi della sola parte vapore regolando il sistema in funzione della temperatura dell'acqua. Ovviamente, le problematiche di natura tecniche legate allo sfruttamento di tali potenzialità geotermiche, sono molteplici e sono oggetto di studio da parte di diversi ricercatori.

PARTE 4:

Efficienza energetica

4.1. Analisi sulle metodologie di risparmio energetico da applicare agli edifici residenziali

Mura perimetrali: isolamento e pareti ventilate

La facciata ventilata comprende sia il paramento esterno (il quale, oltre ad una funzione architettonica di pregio, ha anche una funzione di sbarramento alle radiazioni solari), sia la sottostante cappottatura esterna dell'edificio, alla quale sono affidate le funzioni di isolamento termico e acustico. La presenza di una intercapedine garantisce la presenza di un flusso d'aria che, in generale, aumenta con lo spessore.

L'adozione di questo sistema permette la netta riduzione di gran parte dei ponti termici, soprattutto in corrispondenza dei collegamenti fra tavolati, travi e pilastri, dovuti in generale a una diversa resistenza termica. E' noto come, in presenza di pareti fredde, anche in un ambiente ben riscaldato sia possibile avvertire una sensazione di disagio termico. La trasmissione del calore attraverso le pareti, in corrispondenza dei ponti termici, quando il vapore raggiunge il valore di saturazione, porta inesorabilmente alla formazione di condense e muffe, spesso all'interno delle pareti stesse. Tali fenomeni possono essere ridotti al minimo, se non del tutto azzerati, esclusivamente con un isolamento termico "a cappotto" nel contesto di una facciata ventilata.

I vantaggi sono evidenti tanto nella stagione estiva, nella quale si viene a costituire una barriera attiva contro la radiazione solare, quanto in quella invernale, durante la quale realizza un efficace ostacolo alle dispersioni. I moti convettivi dell'aria nell'intercapedine possono provocare una modesta riduzione del potere isolante dello strato coibente, ma la lama d'aria comporta una notevole protezione dalla radiazione solare conseguente "all'effetto camino" che si verifica una volta che il calore assorbito dal rivestimento viene ceduto all'aria, proteggendo la struttura e l'isolante da stress termici. La lama d'aria favorisce anche l'eliminazione del vapore d'acqua che migra dall'interno. La presenza di isolante e intercapedine comporta, nel complesso, una minore variazione di temperatura esterna dei componenti della struttura e quindi una dilatazione differenziale inferiore.

Le minori dispersioni permettono, a parità di condizioni, di ricorrere a sistemi di climatizzazione dimensionati per potenze inferiori e quindi minori costi di impianto e di esercizio. Un corretto dimensionamento del cappotto isolante consente di raggiungere un giusto sfasamento dell'onda termica. Ciò rende la struttura adatta anche ai climi caldi, dove nella stagione estiva è necessario garantire un controllo del passaggio di calore dall'ambiente esterno a quello interno. La particolare struttura comporta, rispetto a soluzioni convenzionali, anche un miglioramento dell'isolamento acustico.

Il sistema, inoltre, è di facile manutenzione in quanto gli elementi del rivestimento sono sostituibili, di contro è difficile una realizzazione "a regola d'arte" delle giunzioni fra gli elementi stessi, con la possibile introduzione di ponti termici non previsti e indesiderati.

Copertura ventilata a falda

La copertura rappresenta un fattore molto importante per il corretto funzionamento energetico di un edificio. Può considerarsi responsabile fino al 28% delle dispersioni nel caso di un'abitazione unifamiliare. Costituisce una parte dell'interfaccia dell'involucro con l'ambiente esterno ed è tramite di esso che l'edificio si confronta con la maggior parte degli agenti atmosferici. L'adozione, in particolare, di una copertura di tipo ventilato permette di migliorare in modo sostanziale il comportamento complessivo da un punto di vista degli scambi termici, riparando dalle dispersioni di calore in inverno e dalle temperature eccessive in estate.

E' una tecnica di costruzione avanzata, ma allo stesso tempo collaudata e affidabile. Prevede la realizzazione di apposite camere di ventilazione, tra il materiale coibente e la copertura, nelle quali si instaura un moto ascensionale naturale. L'area riscaldata aumenta di volume, diminuisce di densità e di peso e tende ad assumere un moto ascensionale che permette di deviare verso l'esterno gran parte del flusso termico dovuto all'irraggiamento della copertura. Questo permette al materiale della coibentazione di lavorare con un salto termico inferiore.

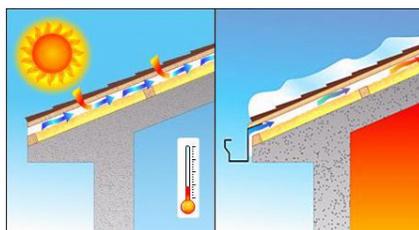


Figura 4-1 Copertura ventilata a falda

Copertura ventilata

Affinché si verifichi il moto ascensionale è indispensabile che:

- la copertura presenti una pendenza;
- ci siano aperture in corrispondenza della linea di gronda e del colmo;
- esista una differenza di temperatura tra l'aria esterna e quella presente nella camera di ventilazione.

A parità di condizioni (ambientali e spessore isolante), un tetto ventilato causa una temperatura inferiore nello strato che si affaccia sull'intercapedine e un abbassamento notevole del flusso termico verso l'interno dell'abitazione. Ciò permette un maggiore risparmio nella climatizzazione estiva.

Nei mesi invernali, il moto dell'aria evita la formazione di condense, facendo in modo che l'isolante e le strutture del tetto restino asciutti, migliorandone l'integrità e la resistenza nel tempo. In condizioni di freddo, inoltre, una struttura di questo tipo si giova della presenza dell'intercapedine che viene a costituire un'ulteriore barriera contro le dispersioni termiche verso l'esterno. La presenza di neve, saltuaria nella fascia presa in considerazione per il complesso edilizio, non costituisce un problema poiché il suo scioglimento viene favorito dal moto che si instaura nelle camere di ventilazione. E' importante sottolineare, tuttavia, che una soluzione di questo tipo, pur valida, non è da sola in grado di garantire un adeguato comfort termico all'interno dell'abitazione. In estate, infatti, sul manto di copertura la temperatura può raggiungere valori anche di 80-90° C. In tali situazioni, anche se una quota del flusso termico viene asportato dal moto convettivo, diventa importante il fenomeno del re-irraggiamento verso lo strato inferiore. Le tecniche per realizzare l'intercapedine sono diverse (doppia listellatura, doppio tavolato), alcune preferibili al momento della costruzione dell'edificio, altre in sede di ristrutturazione, ma tutte devono realizzare una sezione d'aria minima³⁷. Si differenziano per la posizione dell'intercapedine rispetto al coppo e per le modalità di evacuazione del flusso d'aria.

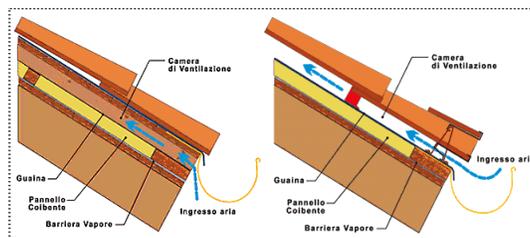


Figura 4-2 Intercapedine sotto il tavolato e sotto il coppo

³⁷ UNI 9460, UNI 8627 e il progetto di norma U32035110

Pavimenti radianti

Attualmente gli impianti sono realizzati con tubazioni ad alta resistenza termica e meccanica, posate tutte in un sol pezzo, che vengono installate su pannelli isolanti ad alte prestazioni termiche ed acustiche.

I vantaggi, in caso di un'attenta progettazione, sono molteplici:

- benessere termico;
- assenza di moti convettivi (poca polvere in sospensione);
- sistema a bassa temperatura (quindi alimentabile anche con sistemi solari termici, pompe di calore, teleriscaldamento...);
- sensibile risparmio energetico;
- maggiori condizioni igieniche (assenza di muffe);
- maggiore libertà nella disposizione dell'arredamento;

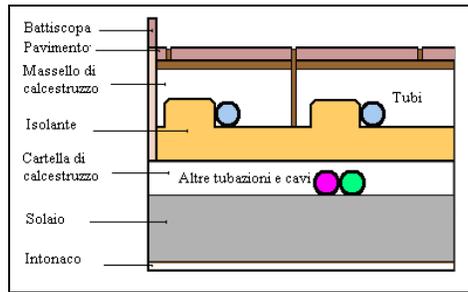


Figura 4-3 Pavimento radiante

Schema di un pavimento radiante

La presenza dello strato isolante sotto la serpentina riduce molto l'inerzia termica del sistema (che resta tuttavia importante rispetto ad altri impianti di riscaldamento), limitando molto il flusso termico verso l'ambiente sottostante. Oltre il 90% del flusso termico va a riscaldare l'ambiente sovrastante, mentre meno del 10% va in direzione del solaio, diventando anch'esso un flusso utile se l'ambiente sottostante fa parte del volume V da riscaldare. In un riscaldamento a pavimento radiante lo scambio termico tra il vettore (acqua a bassa temperatura, circa 30-35 °C) e l'ambiente, avviene attraverso una superficie, il pavimento, con estensione in generale grande quanto il locale che si vuole riscaldare e quindi con una distribuzione uniforme del calore.

Il flusso termico dal pavimento all'ambiente si verifica in gran parte per irraggiamento (Figura), per cui non è necessario utilizzare l'aria quale veicolo di trasporto come invece avviene negli impianti a corpi scaldanti, come i radiatori e i convettori.

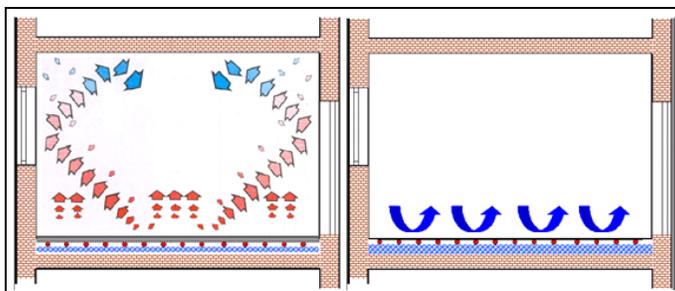


Figura 4-4 Flusso termico in un pavimento radiante

Modalità di scambio termico

Lo sfruttamento dell'irraggiamento consente anche di ottenere una distribuzione di temperature più razionale nell'ambiente riscaldato. Il gradiente termico che si instaura, infatti, è tale da realizzare un utilizzo più efficiente del calore messo a disposizione dal fluido vettore.

Il campo di temperature di un pavimento radiante mostra come la stratificazione dell'aria che si genera eviti lo spreco del riscaldamento dell'aria in prossimità del soffitto, garantendo invece le temperature richieste a livello del corpo umano. Il risparmio indotto diventa in generale più importante al crescere dell'altezza del solaio. La presenza di un radiatore (alimentato da acqua a circa 70°C), invece, richiede necessariamente la presenza di importanti moti convettivi per scaldare l'intero ambiente, comprese le zone più alte, causando uno sfruttamento molto meno efficiente del calore (Figura).

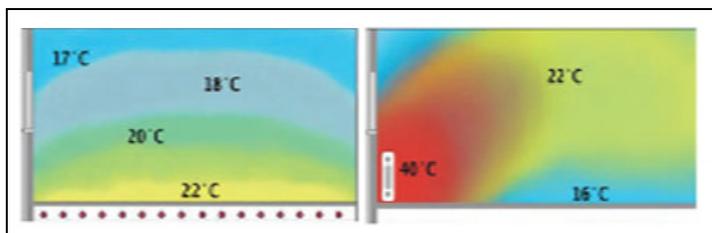


Figura 4-5 Esempi di scambio termico del calore in aria

Differenze nel campo termico generato dal pavimento radiante e nel radiatore ad alta temperatura

I moti convettivi, legati alla presenza di zone con forti differenze di temperature, sono responsabili anche della presenza in sospensione di batteri e polveri, che si depositano sulle superfici degli arredi. Un pavimento radiante elimina gran parte di questi problemi. La limitata differenza di temperatura (circa 4 °C) non consente la formazione di grandi moti convettivi, riducendo le particelle in sospensione. Inoltre, anche lo stesso pavimento presenta un'umidità inferiore e ciò rende più ardua la proliferazione di batteri e acari, causa frequente di allergie.

Il pavimento radiante, riassumendo, consente uno sfruttamento migliore dell'energia e la realizzazione di condizioni termiche prossime a quelle ideali, che prevedono la zona al livello del pavimento più calda e una cessione del calore prevalentemente per irraggiamento. Non è da trascurare nemmeno il maggiore spazio utile e i minori vincoli si hanno nella disposizione degli arredamenti.

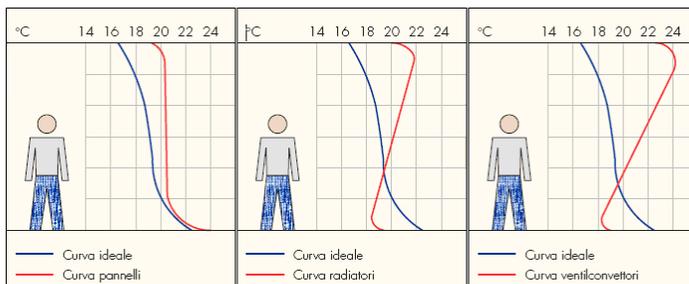


Figura 4-6 Curve di temperatura

Confronto dei profili termici

Un pavimento radiante può svolgere anche una funzione di raffreddamento estivo per l'ambiente. In questo caso nelle tubazioni viene fatta circolare dell'acqua fredda a circa 10°C che permette un modesto refrigerio dei locali, senza dover installare condizionatori d'aria o ventilatori a soffitto, risparmiando in termini di volume e di rumore. Per evitare la formazione di condensa e di eccessiva umidità negli ambienti è necessario però installare un sistema integrato di deumidificazione.

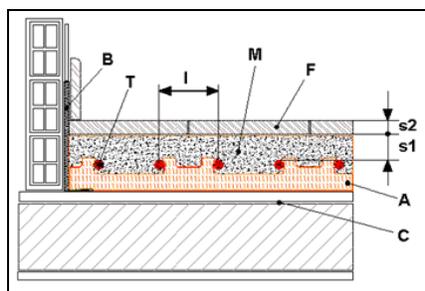


Figura 4-7 Pavimento radiante

Pannello radiante

Per la progettazione, in genere, si utilizzano software dedicati. In questo caso si è optato per l'utilizzo di opportune tabelle, fornite dai costruttori, che consentono un dimensionamento di massima nelle condizioni più frequenti.

La scelta del pannello è stata eseguita tenendo in considerazione la necessità di alimentare con una temperatura alla mandata del fluido molto bassa. E' una conseguenza della volontà di utilizza-

re per il riscaldamento del fluido vettore una pompa di calore, in prima analisi di tipo geotermico, e di porla nelle condizioni di funzionamento che assicurino la massima efficienza.

In questa configurazione un metro quadrato di pavimento radiante è in grado di convogliare verso l'ambiente (flusso utile) circa tra i 37,4 e 42,7 W/m². Una parte, 10% o meno, è diretta verso il basso e diventa una quota utile se l'ambiente sottostante è abitabile, oppure persa in presenza di ambiente non riscaldato.

Per tenere in considerazione le zone poco frequentate e le zone perimetrali (nelle quali il flusso termico massimo ammissibile può salire rispettivamente 150 W/m² e 175 W/m² e le temperature superficiali massime fino a 33-35°C) si possono prevedere delle pose con passi localmente superiori a quelli medi stimati. Questa risulta una superficie di massima, relativa all'intera unità abitativa. Un'analisi più approfondita dovrà necessariamente tenere conto della forma e delle caratteristiche 'termiche' di ogni singolo locale (e dei contigui) e la determinazione di un interasse specifico durante la posa dei tubi.

I materiali plastici sono la scelta migliore per i tubi. Rispetto ai materiali metallici presentano vantaggi molto importanti in fase di posa e in termini di affidabilità:

- maggiore adattabilità alle sedi dei pannelli isolanti;
- assenza di fenomeni di corrosione;
- formazione di incrostazioni limitata o nulla.

Ogni locale può essere riscaldato da uno o più pannelli, indipendenti da quelli posati negli altri locali, in questo modo è possibile anche eseguire una regolazione autonoma della temperatura ambiente.

I pannelli possono essere realizzati con diverse disposizioni dei tubi (spirale, serpentina) e con interasse fisso o variabile, anche nello stesso ambiente. In linea di principio una configurazione a spirale, a parità di condizioni, è preferibile perché consente una temperatura superficiale più omogenea e prevede la posa di tubi con curve di 90° (contro i 180° di una serpentina).

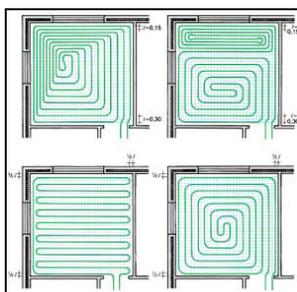


Figura 4-8 Pannelli radianti

Diverse possibilità nella posa dei tubi

Si ritiene importante sottolineare anche un aspetto relativo all'alimentazione dei pannelli. E' bene, per un corretto funzionamento, che siano alimentati in ogni condizione con la giusta portata di

fluido vettore. La velocità determina l'entità dello scambio termico, perciò la portata influenza il flusso termico a parità di altri parametri: se fosse troppo bassa si avrebbe un flusso termico inferiore al necessario, se fosse troppo si potrebbero superare i limiti imposti. Permettendo ai pannelli di lavorare il più possibile in condizioni prossime a quelle nominali se ne garantisce il corretto funzionamento, si evitano funzionamenti rumorosi ed eccessivi sforzi sull'elettropompa. L'impianto in questione è piccolo e non dovrebbe porre problemi il funzionamento di bilanciamento dei singoli pannelli. In caso contrario, sarebbe opportuno predisporre delle valvole di bilanciamento o dispositivi automatici analoghi per controllare la portata in ogni derivazione.

La pompa di calore

Le pompe di calore sono macchine che trasferiscono calore da un ambiente a temperatura più bassa a un altro a temperatura più alta, per effetto dell'apporto di lavoro meccanico alla macchina, sfruttando la proprietà fisica dei fluidi di assorbire o cedere calore rispettivamente quando vaporizzano o condensano. In questo modo il calore può essere fatto fluire in senso opposto alla sua tendenza naturale.

Nell'ambito della climatizzazione degli ambienti, ci si riferisce in genere a una macchina con valvola reversibile che cambia la direzione di scorrimento del fluido refrigerante e permette così sia di apportare sia di estrarre calore da un edificio.

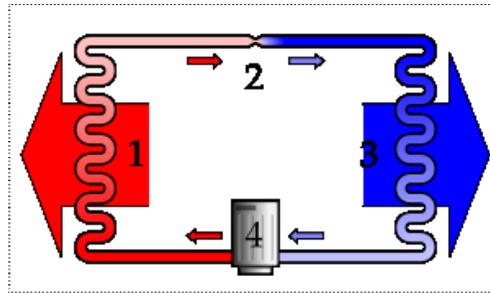


Figura 4-9 Schema di una pompa di calore

Le sue prestazioni sono espresse dal COP³⁸ che esprime il rapporto tra la quantità di calore fornito all'ambiente di interesse e l'energia utilizzata per il trasferimento (in genere elettrica):

$$COP_{\text{riscaldamento}} = \frac{\Delta Q}{A} \leq \frac{T_{\text{calda}}}{T_{\text{calda}} - T_{\text{fredda}}} = \frac{1}{\eta_{\text{Carnot}}}$$

$$COP_{\text{raffreddamento}} = \frac{\Delta Q_{\text{freddo}}}{\Delta A} = \frac{T_{\text{fredda}}}{T_{\text{calda}} - T_{\text{fredda}}}$$

³⁸ Coefficient Of Performance

In fase di raffreddamento la prestazione di una pompa di calore è descritta dall'EER³⁹ o dall'SEER⁴⁰, migliori quando più elevati. Il costruttore dichiara sia il COP sia l'EER (o l'SEER). Tali parametri permettono di distinguere i prodotti sul mercato in classi di efficienza energetica.

CLASSE	EER
A (migliore)	>3,20
B	>3,00
C	>2,80
D	>2,60
E	>2,40
F	>2,20
G (peggiore)	<2,20

Tabella 4-1 Classi Efficienza Energetica per Sistemi Split e MultiSplit

L'evoluzione tecnologica ha permesso un netto miglioramento del COP (in alcuni casi anche 5) negli ultimi decenni, trasformando le pompe di calore in una valida scelta anche per il riscaldamento. Poiché il lavoro necessario per innalzare di temperatura il calore è proporzionale a tale dislivello, la macchina funziona in condizioni migliori in presenza di un sistema di trasmissione a bassa temperatura. L'accoppiamento con un pavimento radiante consente di ottenere le prestazioni migliori.

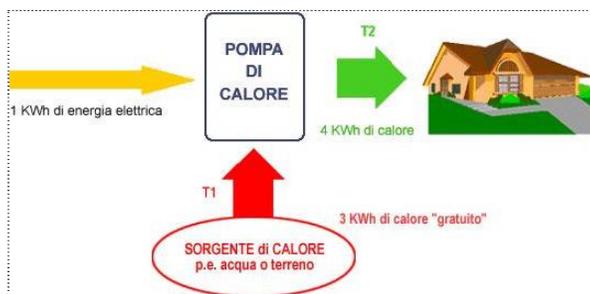


Figura 4-10 Efficienza di una pompa di calore nel riscaldamento

Nel caso di un COP pari a 4, questo si traduce nella possibilità di fornire all'ambiente da riscaldare ben 4 kWh termici, impegnando solo 1 kWh elettrico. E' tuttavia da sottolineare un aspetto fondamentale: le pompe di calore hanno un COP che dipende fortemente dalla temperatura del pozzo di calore dal quale eseguono il prelievo, per questo i valori dichiarati dai costruttori sono rag-

³⁹ Energy Efficiency Ratio

⁴⁰ Seasonal Energy Efficiency Ratio

giungibili solo negli intervalli di temperature dichiarati, ovvero in quei casi in cui sono relativamente basse le differenze di temperatura tra il pozzo di calore e l'ambiente a cui il calore deve essere ceduto.

Quindi, in sintesi:

- il COP delle pompe di calore dipende fortemente dalla temperatura delle sorgenti da cui viene estratto e quindi diventa sempre più basso con il diminuire della temperatura ambiente in inverno;
- Il COP delle pompe di calore è inversamente proporzionale alla temperatura del fluido prodotto. Perciò la produzione di un fluido a temperature superiori a quelle previste causa un abbassamento, anche notevole, del COP.

La sorgente di calore a bassa temperatura dipende dalla tecnologia adottata.

Tipo	Sorgente
Geotermica	Letto roccioso sotterraneo
Geotermica	Acqua di falda
Geotermica	Terreno di superficie
Aria-Aria	Aria dell'ambiente esterno
Aria-Acqua	Aria dell'ambiente esterno

Tabella 4-2 Pompa di calore e Sorgente a bassa temperatura

La pompa di calore con sonda geotermica

Le pompe di calore geotermiche (GSHP⁴¹ o GHP⁴²) combinano una pompa di calore con un sistema progettato per scambiare (assorbire o cedere) calore con il terreno o con una massa d'acqua.

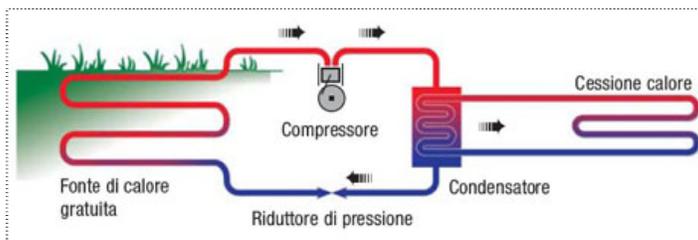


Figura 4-11 Schema della pompa di calore geotermica

I componenti principali di una pompa di calore geotermica sono il compressore, mosso da un motore elettrico, il condensatore, l'organo di espansione, l'evaporatore (che formano la pompa di ca-

⁴¹ Ground Source Heat Pump

⁴² Geothermal Heat Pump

lore vera e propria) e uno scambiatore di calore esterno, attraverso il quale viene assorbito (o ceduto) calore al terreno.

Le modalità di sfruttamento del terreno sono essenzialmente due: con sonde verticali e sonde orizzontali. Non vengono considerate modalità particolari che prevedono la presenza di bacini o lo sfruttamento diretto di falde freatiche. La presenza di una sorgente a temperatura fissa, o quasi, e poco dipendente dall'aria esterna consente di far lavorare la pompa nelle condizioni migliori rispetto alle versioni aria – acqua, con COP teorici prossimi anche a 5.

Sonde orizzontali

In questa configurazione il fluido vettore (acqua o una miscela anticongelante) circola in opportune serpentine che impegnano una grande estensione, posate a una profondità variabile tra 1 e 2 metri, e realizzano un circuito chiuso.

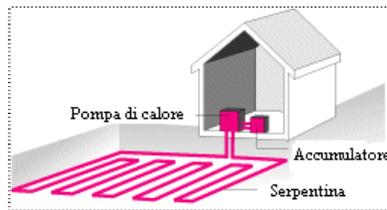


Figura 4-12 Pompa geotermica con sonda orizzontale

L'influenza della radiazione solare sul terreno si manifesta in una fluttuazione della temperatura con i ritmi del giorno e della stagione.

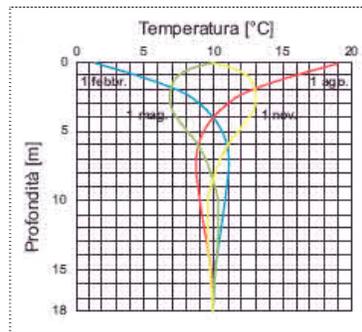


Figura 4-13 Andamento della temperatura del terreno durante la stagione

Questi influssi si perdono oltre i 20 m di profondità. Superata tale zona, la temperatura sale seguendo il gradiente termico terrestre (in media 1°C ogni 30-33 metri di profondità).

Il posizionamento superficiale delle serpentine, l'andamento della temperatura del terreno e quindi il limitato numero di Watt per metro quadrato scambiabili, impongono la necessità di im-

peginare un'ampia superficie orizzontale. In prima approssimazione si può ritenere che per un metro quadrato di abitazione da riscaldare sia necessario impiantare circa 2 m² di serpentine, ma in ogni caso una stima più accurata non può prescindere da un'analisi del tipo di terreno e dell'umidità presente.

Sottosuolo	Rendimento (W/m ²)
Suolo sabbioso asciutto	10-15
Suolo sabbioso umido	15-20
Suolo coesivo asciutto	20-25
Suolo coesivo umido	25-30
Sabbia/ghiaia saturo	30-40

Tabella 4-3 Influenza del sottosuolo nelle sonde orizzontali

La superficie complessiva richiesta può risultare molto elevata e non sempre a disposizione nei comuni complessi residenziali. Il terreno utilizzato inoltre può imporre delle serie limitazioni in funzione della sua composizione. Per non limitare le prestazioni dello scambiatore è addirittura necessario evitare la presenza di costruzioni e anche lastricati che alterino il normale scambio tra il terreno e l'ambiente circostante. E' da evitare anche la presenza di alberi a medio-alto fusto per evitare possibili danneggiamenti delle tubazioni interrato.

Sonde verticali

Il sistema presenta una o più perforazioni nelle quali vengono inserite delle sonde a U, che fanno parte di un circuito chiuso, al cui interno scorre il fluido vettore che scambia calore con il terreno.

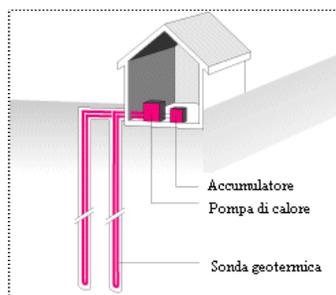


Figura 4-14 Pompa geotermica con sonda verticale

Il sistema sfrutta l'energia del sottosuolo, in particolare quella fascia oltre i 20 metri che non risente dell'alternarsi del giorno e della notte e presenta un valore della temperatura costante che aumenta con la profondità per effetto del solo gradiente termico terrestre.

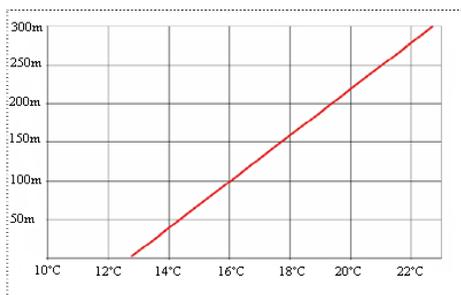


Figura 4-15 Effetti del gradiente termico terrestre

La profondità del pozzo dipende anche qui dalla composizione del sottosuolo. Si possono avere profondità variabili da 60 fino anche a 200-250 metri.

Sottosuolo	Potenza specifica assorbita da sonda 130 mm (W/m)
Terreno asciutto	20
Roccia o terreno umido	50
Roccia con alta conducibilità	70
Ghiaia, sabbia asciutta	<20
Ghiaia, sabbia satura	55-65
Argilla, limo, umido	30-40
Roccia calcare	45-60
Arenaria	55-65
Granito	55-70
Gneiss	60-70

Tabella 4-4 Influenza del sottosuolo nelle sonde verticali

Eseguita la perforazione si inserisce la sonda a U in profondità e lo spazio vuoto viene colmato con opportune sostanze che assicurano il contatto termico tra le pareti del pozzo e le superfici dei tubi.

Illuminazione artificiale

L'illuminazione è responsabile del 14% dei consumi di energia elettrica in Europa (fonte ELC) ed è fonte di sprechi legati alle caratteristiche dei componenti impiegati. Focalizzando l'attenzione sul settore domestico, è opportuno sottolineare come in passato l'illuminazione sia stata vista spesso come una delle tappe finali nel processo di realizzazione di un'opera, trascurando ogni studio preliminare. Interventi mirati possono ridurre sensibilmente i consumi.

Migliorare l'illuminazione non significa, infatti, semplicemente aumentare la potenza delle lampadine, ma determinare la corretta distribuzione delle sorgenti luminose e la giusta qualità della luce. La soluzione migliore, in generale, consiste nel creare una luce soffusa in tutto l'ambiente e intervenire con fonti luminose più intense nelle zone destinate ad attività precise come pranzare, leggere, studiare. E' importante anche evitare l'abbagliamento diretto o per riflessione.

L'illuminazione degli ambienti, a eccezione di quelli con una buona esposizione nelle ore diurne, viene realizzata con l'utilizzo di una o più lampade opportunamente disposte. Lo scopo, ovviamente, è creare una visione ottimale in funzione del tipo di destinazione dell'ambiente. Una cucina ha delle esigenze, come intensità e qualità, diverse dal soggiorno. Il principio che in passato ha spesso guidato e condizionato le scelte è quasi sempre stato il design, ma uno studio basato sull'efficienza non può non porre in primo piano il risparmio energetico e la destinazione d'uso dell'ambiente. Nella cucina, per esempio, la luce deve essere generale con qualche faretto che punti sui fornelli e sul piano di lavoro da accendere all'occorrenza, per eseguire le normali operazioni con livello di illuminazione adeguato per la sicurezza. I bagni, invece, possono essere illuminati con una plafoniera centrale e faretti accanto allo specchio. La stanza da pranzo va di preferenza illuminata con un lampadario centrale (o due a seconda della grandezza della stanza), che proietti la luce sul tavolo, magari abbastanza grande e con doppio interruttore, in modo che si possa scegliere quante lampadine accendere a seconda dei commensali. Per il soggiorno si preferisce un sistema a spot in modo che ogni zona possa essere illuminata in modo indipendente in caso di necessità. Si elencano le principali tecnologie disponibili per le lampade.

Le **lampade a LED** sono sempre più utilizzate in campo illuminotecnica in virtù delle loro caratteristiche. Tra i tanti vantaggi offerti è opportuno ricordarne i più significativi:

- bassissimo impatto ambientale, sia in fase di produzione sia in fase di smaltimento;
- elevata luminosità emessa (lumen) a parità di potenza assorbita (W);
- basso consumo;
- elevatissima velocità in accensione (dell'ordine di millisecondi) ed emissione istantanea di tutta la luminosità;
- emissione di luce brillante e intensa;
- altissima resistenza agli urti;
- durata elevata, fino anche a 50-100.000 ore;
- basso voltaggio di funzionamento, di conseguenza elevata sicurezza anche in presenza di acqua.

Non sono, purtroppo, esenti da svantaggi che attualmente ne limitano la diffusione in ambito residenziale:

- costo di acquisto notevole;
- basse potenze disponibili (10-20 W);
- alimentazione con una bassa tensione continua (3-5 V). Richiedono un trasformatore per utilizzare la normale tensione di rete (230 V, 50 Hz).

Il costo di acquisto e le basse potenze realizzabili sembrano essere attualmente gli ostacoli principali alla loro diffusione.

Da un punto di vista ambientale, è opportuno sottolineare come i LED siano in grado di soddisfare le recenti normative RoHS43, contrariamente a molte lampade a fluorescenza.

Confronto tra le diverse tipologie di lampade

	Incandescenza	Alogena	Scarica	Fluorescente	LED
Durata (ore)	1.000	1.000-3.000	7.500	8.000	50-100.000
Resa cromatica (indice)	100	100	70	85	70-85
Tonalità (K)	2.000-3.000	2.900-3.100	3.000	1.700-6.500	2.000-5.000
Efficienza (lumen/Watt)	12	18-25	50-90	50-90	20-50 (luce ambra e rossa) 10-25 (luce blu e verde) 10-15 (luce bianca)

Tabella 4-5 Confronto tra le diverse tipologie di lampade

Per l'illuminazione interna degli alloggi si consiglia l'utilizzo di lampade a basso consumo LFC⁴⁴, già ampiamente disponibili sul mercato a prezzi competitivi, che possono essere addirittura considerati trascurabili in fase d'opera o considerati a carico dell'acquirente. Soluzioni analoghe sono state pesate per l'illuminazione esterna, che può essere integrata anche con l'adozione di piccoli punti di luce realizzati con lampioncini solari. Sono state scartate le lampade a incandescenza, considerate poco efficienti. Gli stessi costruttori appartenenti a ELC⁴⁵, del resto, contano di poterle abbandonare entro pochi anni, con consistenti risparmi energetici e benefici in termini di emissioni

⁴³ Restriction of Hazardous Substances Directive

⁴⁴ Lampada Fluorescente Compatta

⁴⁵ European Lamp Companies Federation

(stimati in 42 milioni di tonnellate di CO₂). Purtroppo i risparmi raggiungibili si scontrano con l'inerzia della popolazione, che non sempre comprende i vantaggi conseguenti per l'individuo e per la collettività. L'intervento del legislatore potrebbe accelerare tale processo, stabilendo delle tappe da rispettare per lo switch.

La tecnologia LED, pur se non considerata per l'illuminazione principale, può essere utilizzata in alcune zone particolari della casa per creare punti luce. L'elevato costo ne impedisce un utilizzo diffuso, ma una probabile discesa dei prezzi nei prossimi anni potrebbero renderla competitiva con altri tipi di soluzioni.

Margini stimati di miglioramento della tecnologia LED entro il 2025

(Fonte: Sandia National Laboratories)

	LED	Fluorescente	Incandescenza
Efficienza (lm/W)	200	85	16
Durata (kh)	>100	10	1
Flusso (lm/lamp)	1.500	3.400	1.200
Potenza (W/lamp)	7,5	20	75
Costo (\$/lm)	<2	1,5	0,4
Costo (\$/lamp)	<3	5	0,5
Resa cromatica	>80	82	100

Tabella 4-6 Margini stimati di miglioramento della tecnologia LED

Ci si attende non solo una discesa dei costi, ma anche un sostanziale aumento delle prestazioni in termini di potenza e di lumen/W.

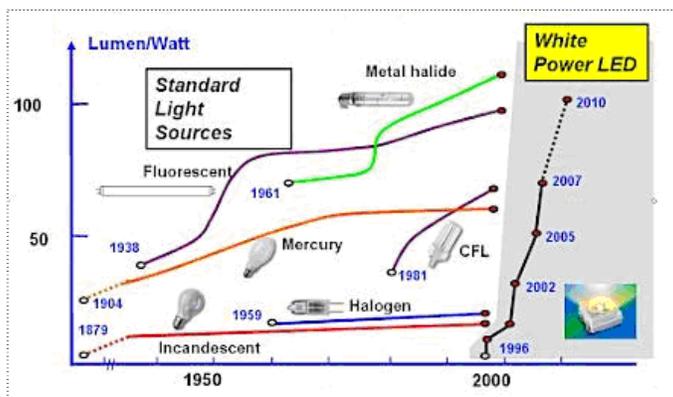


Figura 4-16: Previsioni sul miglioramento della tecnologia LED

Domotica

La domotica si occupa dello studio e dell'applicazione di tecnologie di controllo all'abitazione. Attraverso l'utilizzo di tecnologie e soluzioni sempre più automatizzate, la domotica consente sia di migliorare la flessibilità di gestione, il comfort, la sicurezza, il benessere, il risparmio energetico degli edifici sia, più in generale, la qualità di vita all'interno dell'abitazione.

La convinzione è che la convergenza dei diversi impianti presenti in edificio in un unico sistema di controllo permetta una gestione più rapida, efficiente e 'user-friendly'. Usare sistemi separati significa avere pannelli di controllo distinti, una visualizzazione differente dei parametri operativi e la necessità di avere dimestichezza con telecomandi, pulsantiere e manuali. Un sistema integrato, invece, pone di fronte all'utente un unico pannello di controllo e una interfaccia più immediata e comprensiva.

Le aree di automazione possibili in un edificio residenziale riguardano:

- gestione degli ambienti;
- gestione della sicurezza;
- gestione delle informazioni;
- gestione degli apparecchi.

In particolare, si ritiene opportuno evidenziare i vantaggi offerti da una gestione automatizzata dell'ambiente e delle informazioni.

4.2. Gestione dell'ambiente

Questa area si occupa in particolare del controllo di:

- riscaldamento;
- raffrescamento;
- illuminazione.

Il sistema di riscaldamento invernale e raffrescamento estivo è complesso e prevede la presenza di: pavimenti radianti, pompe di calore, termocamini, collettori solari, sistemi di ventilazione con recupero del calore. Alcuni di questi componenti presentano una elevata inerzia termica, per cui diventa indispensabile la presenza di un sistema di controllo.

Nel caso del riscaldamento invernale, la situazione diventa ancor più complessa se si considera la presenza di tre componenti (pompa di calore, collettore solare, termocamino ad aria/acqua) che devono lavorare in modo complementare, senza ostacolarsi e senza generare fastidiosi surriscaldamenti. In assenza di persone all'interno dell'abitazione (per esempio durante l'orario lavorativo), il sistema può provvedere all'accensione della pompa di calore per l'alimentazione del pavimento radiante in modo da creare le migliori condizioni di temperatura al ritorno degli inquilini. L'accensione serale del termocamino causa lo spegnimento completo della pompa di calore o la chiusura dell'alimentazione dei pannelli radianti posti in ambienti non frequentati. Anche la venti-

lazione meccanica trae giovamento da un sistema di controllo di questo tipo, permettendone il disinserimento in assenza di persone all'interno.

Nel periodo estivo, il sistema domotico controlla le condizioni all'interno dell'abitazione tramite sensori di temperatura e umidità e provvede all'azionamento della pompa di calore in modalità di raffrescamento (alimentando UTA o pavimenti radianti) e provvede ad azionare i sistemi di ombreggiamento esterni per limitare la radiazione solare attraverso le superfici trasparenti. Può considerare la disponibilità e il consumo di ACS per poi eventualmente provvedere alla copertura automatica con sistemi a scorrimento dei collettori solari, qualora un'eccessiva radiazione solare avesse già scaldato la quantità di acqua sanitaria necessaria.

Il sistema di controllo deve poter gestire in modalità automatica, in seguito a una preimpostazione, ma deve consentire anche una modifica dei parametri da remoto. Ciò è possibile interfacciando il sistema con la rete GSM e predisponendolo per accettare connessioni dati dedicate oppure chiamate voce con il riconoscimento di comandi vocali. Più comodo risulta interfacciare il server del sistema su Internet, tramite una comune connessione ADSL/Fibra/WiFi (o, in futuro, WiMax⁴⁶), e sfruttare un browser HTML/XHTML (di un portatile, palmare o telefono cellulare) per accedere ai parametri e ai programmi di funzionamento.

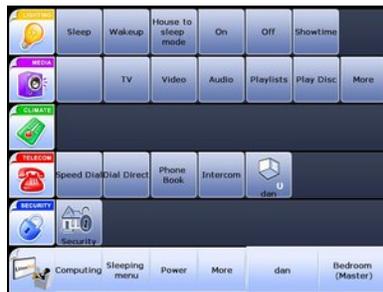


Figura 4-17 Applicazione per il controllo dell'abitazione con LinuxMCE

Esistono sistemi operativi che consentono queste possibilità: è il caso di LinuxMCE⁴⁷ una versione di Kubuntu⁴⁸ con funzionalità dedicate:

- *Home Automation: Control lighting, climate, security, camera surveillance, and more.*
- *Communication: Phone system with auto-attendant, voice mail, call forwarding/routing for VOIP and POTS lines.*
- *Security: Uses your existing home alarm, surveillance cameras, lights, phones and tv's to notify you on your mobile phone of any security alerts with the option of resetting the alarm or broadcasting your voice in the house over the tv's.*

⁴⁶ Worldwide Interoperability for Microwave Access. E' una tecnologia che consente l'accesso a reti di telecomunicazioni a banda larga e senza fili.

⁴⁷ <http://linuxmce.org>

⁴⁸ Distribuzione GNU/Linux, basata su Debian

Una funzionalità interessante offerta da molti sistemi di controllo, ma che merita di essere sviluppata ulteriormente in futuro, è il monitoraggio e la registrazione di tutti i parametri di funzionamento dell'impianto. Avere a disposizione i dati dei consumi in tempo reale e i loro andamenti temporali può consentire di porre l'utente nelle condizioni migliori di eseguire successive integrazioni o estensioni dell'impianto. Oppure potrebbe guidarlo verso la scelta di una tariffa elettrica più adatta ai consumi orari o potrebbe aiutarlo a individuare problemi di funzionamento.

4.3. Best Practices

4.3.1. Case Study 1: Complesso residenziale

Presentazione del caso studio

Si è studiato il progetto di un complesso residenziale di tipo convenzionale costituito da un gruppo di sette villette a schiera su quattro livelli, alle quali applicare modifiche e sistemi avanzati, ma ormai disponibili a prezzi accettabili e di provata affidabilità, in modo da migliorarne il comportamento energetico. In particolare, si è imposto un limite al budget a disposizione. E' rappresentativo di una costruzione attuale convenzionale che non presenta caratteristiche tali da raggiungere il grado di efficienza energetica richiesto.

Strutturalmente risultano identiche, ma le superfici opache sono ripartite in modo differente a seconda dell'unità considerata. Una abitazione di mezzo presenterà più superfici in comune con le unità laterali rispetto a una di testa. La posizione dell'unità considerata influenza, quindi, il suo comportamento da un punto di vista degli scambi termici con l'esterno e con le unità adiacenti. Si ritiene opportuno analizzare separatamente l'abitazione di testa e un'abitazione di mezzo.

I serramenti, responsabili degli apporti solari, presentano in tutte le unità la stessa estensione e sono disposti sulle facce rivolte a Nord e a Sud.

L'obiettivo dello studio è verificare la possibilità di realizzare un complesso residenziale, che permetta lo sfruttamento più efficiente delle risorse a disposizione rispetto alle costruzioni attuali.

Sono state considerate le principali tecnologie disponibili sul mercato. Non si tratta di una progettazione di tipo 'border line', quindi con utilizzo esasperato di tecnologie costose, ma il tentativo di ottenere risultati importati con tecnologie efficienti, collaudate e disponibili a prezzi competitivi, che siano ammortizzabili in un numero ragionevole di anni, grazie ai minori costi di esercizio. Nello studio si considera la possibilità di montare moduli fotovoltaici sulla copertura, con i quali è possibile accedere al Conto Energia e sfruttare le tariffe incentivanti previste.

Nelle figure seguenti si riportano prospetti, piante e sezioni del complesso residenziale.

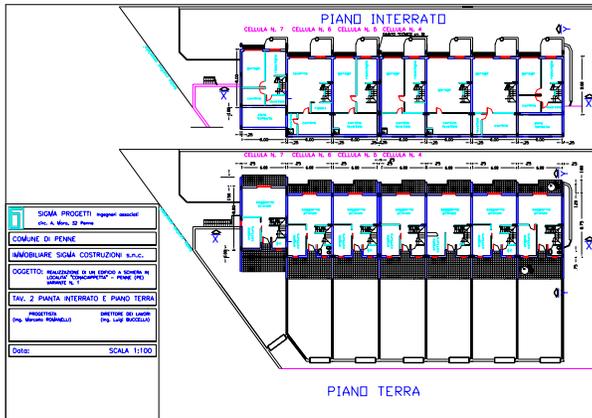


Figura 4-18 Piantine

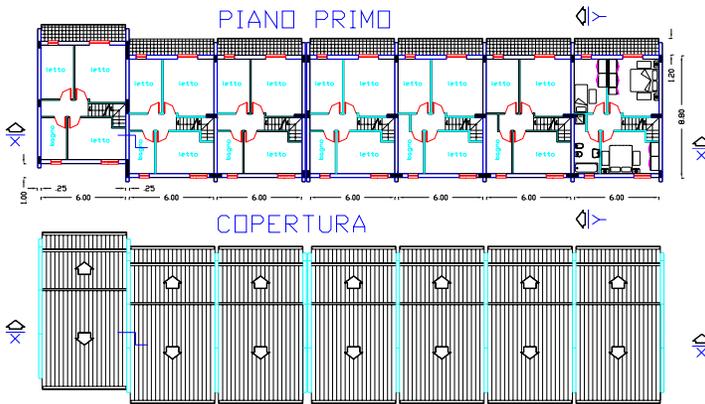


Figura 4-19 Prospetti piantine

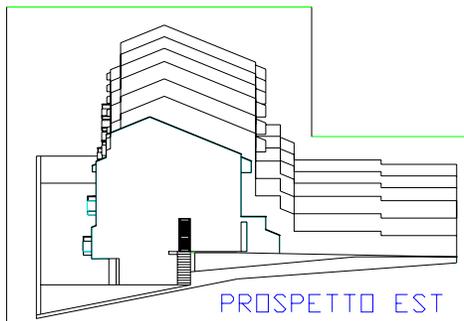


Figura 4-20 Prospetto

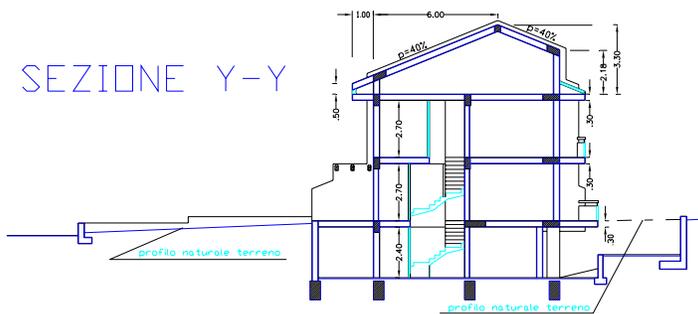


Figura 4-21 Prospetto



Figura 4-22 Sezioni

Caratteristiche impiantistiche e interventi di efficienza energetica considerati

Trattandosi di un complesso residenziale realizzato ex novo nel seguito vengono trattati assieme sia le caratteristiche degli impianti che andranno presumibilmente scelti per l'installazione in relazione agli obiettivi di efficienza energetica richiesti, sia gli interventi di efficienza considerati. E' stata considerata una lista di interventi necessari per il raggiungimento di un indice di prestazione energetica molto vantaggioso. Sono stati introdotti anche sistemi che non influiscono direttamente sull'indice, ma la cui presenza segue comunque un principio di riduzione dei consumi e di sfruttamento più razionale delle risorse.

Interventi di coibentazione

Copertura ventilata a falda: la copertura rappresenta un fattore molto importante per il corretto funzionamento energetico di un edificio e può essere responsabile fino al 28% delle dispersioni nel caso di un'abitazione unifamiliare. L'adozione di una copertura di tipo ventilato permette di migliorare in modo sostanziale il comportamento complessivo da un punto di vista degli scambi termici, riparando dalle dispersioni di calore in inverno e dalle temperature eccessive in estate. La

ventilazione del tetto è stata realizzata optando per una soluzione che prevede la presenza dell'intercapedine sotto il coppo, che poggia tramite opportuni supporti direttamente sulla guaina.

Mura perimetrali - isolamento e pareti ventilate: la facciata ventilata comprende sia il paramento esterno sia la sottostante cappottatura esterna dell'edificio, alla quale sono affidate le funzioni di isolamento termico e acustico. L'adozione di questo sistema permette la netta riduzione di gran parte dei ponti termici, soprattutto in corrispondenza dei collegamenti fra tavolati, travi e pilastri, dovuti in generale a una diversa resistenza termica. Si pensa di applicare il cappotto termico all'intera superficie laterale dell'unità abitativa, pari a 125 m².

Serramenti: per il complesso residenziale oggetto dello studio si è optato per soluzioni a vetrocamera a bassa emissività del tipo 4 – 6 – 4 (due vetri di 4 mm di spessore separati da una intercapedine di 6 mm) o, in alternativa, del tipo 4 – 9 – 4 che, a fronte di un costo leggermente superiore, consentono una trasmissione inferiore del 10%, insieme a strutture in legno, PVC o in alluminio a taglio termico. Nel caso ci siano finestre dotate di avvolgibili, si deve tenere in considerazione anche un opportuno isolamento del cassonetto.

Fondazioni: l'adozione delle pareti ventilate permette, come vantaggio collaterale, l'evacuazione di parte del radon che potrebbe penetrare nell'abitazione. La struttura prevista è quella con intercapedine debolmente ventilata.

Sistemi di riscaldamento

Pavimento radiante: la scelta del pannello è stata eseguita tenendo in considerazione la necessità di alimentare con una temperatura alla mandata del fluido molto bassa. E' una conseguenza della volontà di utilizzare per il riscaldamento del fluido vettore una pompa di calore di tipo geotermico e di porla nelle condizioni di funzionamento che assicurino la massima efficienza. La richiesta termica iniziale (5,5-6,2 kW) prevede, con questa configurazione, l'impegno di 150 m² di superficie, pari all'intera superficie calpestabile dell'abitazione, con l'esclusione della cucina. In linea di principio una configurazione a spirale, a parità di condizioni, è preferibile perché consente una temperatura superficiale più omogenea e prevede la posa di tubi con curve di 90° (contro i 180° di una serpentina).

Pompa di calore: la pompa di calore deve essere concepita per funzionare con i pannelli radianti. Si tratta tipicamente di una versione aria – acqua, che preleva calore dalla sorgente fredda costituita dall'aria (esterna) e la cede al pozzo caldo costituito dal circuito d'acqua (di riscaldamento degli ambienti).

Pompa di calore con sonda geotermica: si ritiene interessante valutare anche i costi di una soluzione orizzontale. Sempre con l'esigenza di dover soddisfare un bisogno termico di 5.500-6.200 W e avendo a disposizione circa 200 m², dalla tabella delle caratteristiche del terreno per le sonde orizzontali si nota la necessità di avere a disposizione un sottosuolo che assicuri uno scambio possibile, ma non indifferente, pari a circa 25 W/m².

Termocamino: (ad aria/ad acqua): per la singola abitazione del complesso residenziale si è considerata la possibilità di montare un termocamino ad acqua per la possibilità di interfacciamento con il sistema di riscaldamento principale basato sulla pompa di calore. Si fa riferimento a un piccolo termocamino con potenza termica globale pari a 19 kW da collegare, con opportuni sistemi di regolazione della temperatura dell'acqua, al pavimento radiante.

Sistemi di produzione di acqua calda sanitaria

Collettori solari (piano, sottovuoto): nella versione **sottovuoto** si pensa a un impianto chiuso e a circolazione forzata. Questa configurazione elimina i problemi dei circuiti aperti dovuti alla presenza di sali disciolti in acqua. Per tenere in considerazione la possibilità di condizioni di scarsa richiesta di ACS è bene prevedere sistemi di svuotamento o, addirittura, di copertura dei pannelli stessi. La richiesta giornaliera di ACS pari a 300 litri si traduce in un fabbisogno energetico pari a 3.814 kWh all'anno. L'esperienza progettuale mostra che la differenza di estensione tra un **collettore piano** e uno con tubi sottovuoto, a parità di condizioni e di produzione di acqua calda, si assesta intorno al 30%. Il maggior contributo invernale alla produzione di ACS o al riscaldamento, legato esclusivamente alle minori perdite, deve essere opportunamente valutato per poter scegliere con serenità questa soluzione. Studi eseguiti mostrano come, a parità di superficie captante, le differenze di rendimento nella produzione di ACS si assestino tra il 14% e il 18%.

Sistemi di raffrescamento

Pavimento radiante, travi fredde, pompa di calore: l'impossibilità di realizzare un efficace raffrescamento con il solo pavimento radiante impone la presenza di opportuni elementi integrativi. Per la semplicità e il costo relativamente basso per singola unità si è optato per il montaggio di più ventilconvettori. Si considera la presenza di almeno quattro ventilconvettori, uno per livello, per il raffrescamento degli ambienti.

Sistemi di illuminazione ad elevata efficienza

Il complesso residenziale oggetto dello studio già presenta una buona disposizione preferenziale delle principali superfici trasparenti verso sud, garantendo sulla carta una buona illuminazione degli ambienti. Oltre alla normale illuminazione artificiale, si è pensato di utilizzare un tunnel solare. Si è pensato di montare un tunnel solare sulla copertura per illuminare la rampa di scale che porta al primo piano.

Sistemi di domotica

In particolare, si ritiene opportuno evidenziare i vantaggi offerti da una gestione automatizzata dell'ambiente e delle informazioni. La gestione dell'ambiente riguarda in particolare il controllo dei sistemi di riscaldamento, raffrescamento e illuminazione. Il sistema di riscaldamento invernale e raffrescamento estivo è complesso e prevede la presenza di: pavimenti radianti, pompe di calore, termocamini, collettori solari, sistemi di ventilazione con recupero del calore. Alcuni di questi componenti presentano una elevata inerzia termica, per cui diventa indispensabile la presenza di un si-

stema di controllo. Il sistema di controllo deve poter gestire il tutto in modalità automatica, in seguito a una preimpostazione, ma deve consentire anche una modifica dei parametri da remoto. Ciò è possibile interfacciando il sistema con la rete GSM e predisponendolo per accettare connessioni dati dedicate oppure chiamate voce con il riconoscimento di comandi vocali. Più comodo risulta interfacciare il server del sistema su Internet, tramite una comune connessione ADSL/Fibra/WiFi (o, in futuro, WiMax), e sfruttare un browser HTML/XHTML (di un portatile, palmare o telefono cellulare) per accedere ai parametri e ai programmi di funzionamento.



Figura 4-23 Foto del complesso residenziale

4.3.2. Case Study 2: Ospedale S. Eugenio

Presentazione del caso studio

L'Ospedale S. Eugenio presenta una capacità ricettiva di circa 480 posti letto (secondo dati del 2004) ed è ubicato nella zona Sud del Comune di Roma. Ha una cubatura complessiva realizzata pari a 141.378 m^3 e una superficie calpestabile complessiva pari a $\text{m}^2 43.217$. Il complesso ospedaliero si trova in una zona periferica a bassa densità abitativa. Gli edifici nelle vicinanze, destinati essenzialmente a uso residenziale, presentano dimensioni e distanze tali da non introdurre ombreggiature apprezzabili durante il giorno. Il complesso ospedaliero è costituito da più corpi con differenti destinazioni d'uso.

La struttura ospedaliera è composta da corpi realizzati in tempi diversi e mostrano, di conseguenza, metodologie costruttive completamente differenti. Il vecchio ospedale (VO), in particolare, è il risultato di un progetto nato alla fine degli anni '30 e successivamente riconvertito ad uso ospedaliero (metà anni '50). Le successive ristrutturazioni non hanno alterato in modo sostanziale la struttura principale dell'involucro esterno, che presenta le peculiarità del periodo di costruzione. I muri perimetrali, in particolare, mostrano uno spessore elevato, tra i 60 e i 70 cm, suddivisi equamente tra uno spessore interno in mattoncini e una parte esterna in muro romano, più i rivestimenti di finitura interni ed esterni. La forma allungata, inoltre, non favorisce il rapporto S/V e quindi il comportamento termico del corpo. I corpi appartenenti all'Ospedale Nuovo presentano una struttura completamente diversa. I muri hanno uno spessore di circa 30 cm realizzati con pannelli prefabbricati e intercapedine interna di dimensioni ridotte, su una struttura portante in calcestruzzo.

I corpi C-E, che presentano il maggiore sviluppo verticale, possiedono un'intera facciata esposta a Sud che è fonte di una notevole insolazione estiva e rende problematica la realizzazione di un adeguato confort estivo nelle zone dedicate ai degenti. I corpi che costituiscono il nuovo ospedale risultano geometricamente più compatti (rapporto S/V più favorevole), ma mostrano la presenza di numerosi elementi architettonici e strutturali che esaltano le dispersioni legate ai ponti termici.

Gli infissi e le superfici vetrate rappresentano un altro elemento critico della struttura. Le superfici trasparenti sono costituite da vetri semplici, non vetrocamera, su telai in alluminio. L'alluminio, in particolare, è stato utilizzato anche come elemento di copertura e di raccordo tra telai contigui, generando una superficie metallica esposta verso gli ambienti interni molto elevata, con un'esasperazione dei ponti termici già presenti.

Le vetrate sui locali comuni e di transito sono di notevoli dimensioni e si sviluppano in altezza per tutto l'interpiano, mentre nelle zone dedicate ai degenti sono piccole, a scorrimento verticale, ma con un rivestimento metallico che si estende ben oltre il telaio. Tale configurazione esalta i ponti termici, già importanti, legati ai telai metallici.

Molti infissi hanno evidenziato seri problemi di tenuta e la presenza di flussi indesiderati verso l'interno, inconveniente segnalato anche dagli stessi pazienti interpellati.

Caratteristiche impiantistiche

Impianti termici: la produzione del vapore in centrale termica è affidata a 3 generatori di vapore identici alimentati a gas metano. E' presente la predisposizione iniziale per un quarto generatore, che non è stato mai stato installato. Le tre unità sono generatori a tubi di fumo a tre passaggi con una potenzialità di circa 5 ton/h ciascuno e una pressione operativa di circa 12 atm. Tutto il vapore prodotto dalla centrale termica, tranne la ridotta quantità necessaria ad alimentare le cucine del Corpo D (attualmente chiuse) viene convogliato nella sottocentrale primaria posta al livello -2 del corpo B. il vapore proveniente dalla mandata del collettore principale della Sottocentrale del Corpo B alimenta la Sottocentrale A1. Al livello 11 dei Corpi C-E vi è una sottocentrale alimentata da vapore proveniente dalla sottocentrale primaria B. Questa sottocentrale è al servizio delle sole utenze nel 10° piano. La Sottocentrale D destinata all'alimentazione di lavanderia e cucina è attualmente chiusa. Una ulteriore Sottocentrale alimenta le utenze del Vecchio Ospedale.

Non è presente una produzione centralizzata del freddo, che invece è affidata a numerosi gruppi frigo sparsi all'interno del complesso. Ognuno si occupa di un proprio reparto, o di una sua porzione. Si contano in totale 32 unità, di potenza frigorifera variabile tra 10 e 550 kW_{frig} e potenze elettriche tra 4 e 260 kW_e.

Il riscaldamento invernale è realizzato prevalentemente tramite radiatori. I corpi del nuovo ospedale utilizzano esclusivamente radiatori, tranne locali particolari quali camere operatorie e alcuni ambienti non destinati a degenze. In tali casi si sfruttano UTA e fancoil. I radiatori non presentano valvole termostatiche, se non in rari casi, nei quali tuttavia risultano in genere non funzionanti. L'impianto per l'alimentazione dei radiatori è, per il nuovo ospedale, con anello di base e colonne montanti senza particolari regolazioni.

Il vecchio ospedale (VO), parzialmente ristrutturato, presenta una maggiore attenzione alla climatizzazione. I primi due piani dell'Ala Ovest consegnati (reparto dialisi) presentano anche il controllo della temperatura estiva tramite un'UTA e un gruppo frigo appositamente realizzato.

Nel complesso sono presenti 36 UTA con portate variabili da 800 a 11.000 m³ che servono diversi ambienti (camere operatorie, degenze, reparti...).

Impianti elettrici: vi sono 2 cabine elettriche di media tensione della società di distribuzione (ACEA Electrabel SpA) ubicate una in prossimità dell'Ospedale Vecchio e l'altra all'interno di un locale tecnico a ridosso del Corpo B dell'Ospedale Nuovo. Vi sono tre cabine con duplice funzione di ricevimento MT dai due locali ACEA e trasformazione MT/BT. Attualmente esiste la suddivisione della distribuzione elettrica per il Vecchio Ospedale in due sezioni, con relativi QGBT, a 220V trifase e 380V trifase. La tensione 220V trifase viene prodotta mediante autotrasformatori 380/220 siti nel locale che ospita la cabina di trasformazione nuova in corso di ultimazione. Dai sezionatori di media tensione all'interno della nuova cabina in allestimento nell'Ospedale Vecchio la linea viene ripresa ed inviata alla cabina del DEA. Per quanto riguarda la distribuzione elettrica del Nuovo Ospedale la linea a 8,4kV arriva ai sezionatori di media tensione presenti in cabina di trasformazione e inviata ai trasformatori dove viene abbassata a 380V. La linea a 380V alimenta il QGBT del Nuovo Ospedale sito in un locale tecnico attiguo. Di seguito lo schema della distribuzione elettrica:

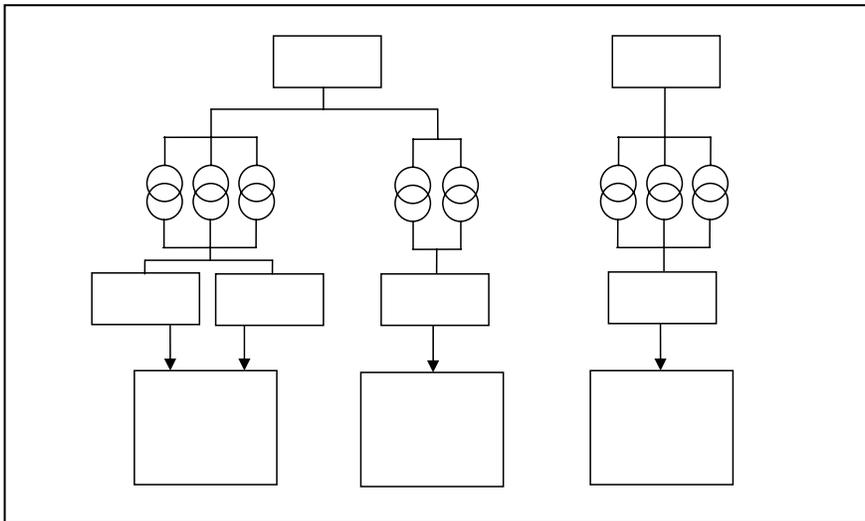


Figura 4-24 Schema di connessione elettrica

I gruppi elettrogeni sono attualmente quattro, quelli che sostengono il Vecchio Ospedale e il Centro Dialisi verranno dimessi ed entrerà in funzione un unico gruppo elettrogeno. Nelle cabine elettriche sono disposti i gruppi di continuità a sostegno di Sale Operatorie, Pronto Soccorso, Laboratorio Analisi, Rianimazione, Pediatria.

Interventi di efficienza energetica considerati

Interventi lato termico:

Sterilizzazione centralizzata: sono stati stimati circa **1,2 – 1,5 MW** di potenza necessaria a garantire il picco del vapore richiesto per alimentare direttamente le unità di sterilizzazione. Allo stato di fatto sono presenti 7 unità di sterilizzazione (di cui 1 alimentata ad energia elettrica) dislocate nei vari reparti, soluzione da evitare già da un'analisi dei rendimenti: a parità di volume di materiale trattato con la centralizzazione si riduce sensibilmente il volume di vapore consumato. La soluzione impiantistica attualmente in uso con un circuito a vapore, per sua stessa natura, caratterizzata da alte pressioni di esercizio, determina perdite energetiche fisiologiche. Attualmente il vapore deve prima raggiungere le varie sottocentrali, coprendo in pratica l'intera area della struttura, per poi ripartire e raggiungere i vari reparti. La sterilizzazione centralizzata va realizzata vicina alla centrale termica limitando le perdite della rete di distribuzione. Si evita inoltre l'ulteriore percorso del vapore dalla sottocentrale all'unità di sterilizzazione. Le condotte della linea vapore sono vetuste e che le apparecchiature adibite alla sterilizzazione sono da un punto di vista impiantistico obsolete. Con la centralizzazione si risolvono entrambe queste criticità, ricorrendo a tubazioni e apparecchiature aventi caratteristiche tecniche superiori.

Conversione della linea vapore con un sistema ad acqua calda sanitaria: dal calcolo analitico dei fabbisogni e delle potenze necessarie in centrale una ipotesi plausibile potrebbe essere la seguente quella di far ricorso a: 2 caldaie AC a condensazione in sequenza da 2,5 MW_t utili per il solo riscaldamento; 1 caldaia a condensazione da 1,5 MW per il circuito dell'ACS; 1 caldaia a vapore da 1,5 MW per uso diretto alla sterilizzazione. La sostituzione degli attuali generatori di calore a vapore con caldaie a condensazione determina un risparmio stimato in termini energetici (miglioramento del rendimento di produzione e di distribuzione) pari a circa 600 MWh/anno corrispondenti a circa 70.000 mc gas/anno. Per meglio sfruttare la tecnologia di condensazione dei fumi offerta dai nuovi generatori, può essere ipotizzato il passaggio dalla struttura impiantistica esistente, basata su circuiti a portata costante, ad una a portata variabile riducendo nel contempo l'energia elettrica impiegata dalle elettropompe di circolazione in sottocentrale. Il risparmio di energia primaria del sistema globale può essere stimato in un 15% circa. Si può ad esempio ipotizzare un sistema del tipo portata costante sul primario/portata variabile sul secondario con disaccoppiamento in sottocentrale. Il controllo della velocità di rotazione delle giranti delle elettropompe avverrà a mezzo di inverter e permetterà di adeguare la portata dei fluidi termovettori alle reali condizioni di carico dell'impianto.

Sostituzione delle UTA di 5 gruppi operatori: 5 UTA blocchi operatori (camere operatorie generali, sala parto, urologia, oculistica) con UTA provviste di recuperatore entalpico di tipo statico. Il tipo di intervento può essere contenuto alle UTA e alle apparecchiature accessorie o può riguardare un intervento non sostanziale di taratura dei circuiti aerulici.

Recuperatori di calore sulle UTA dei gruppi operatori: installazione tipo retrofit di recuperatori di calore su 5 UTA dei blocchi operatori (camere operatorie generali, sala parto, urologia, oculistica) attualmente sprovviste.

Installazione di un gruppo cogenerativo: per l'intervento è stato scelto un dimensionamento del generatore termoelettrico ad inseguimento del carico termico base.

Questi i dati di maggior interesse per la macchina proposta:

- Cogeneratore da $580kW_e/674W_t$ (potenza elettrica e termica erogate)
- Motore alternativo. Rendimento globale d'impianto 83%
- Combustibile utilizzato gas (PCI 10,5 kWh/mc)
- Funzionamento dell'impianto in continuo come "base" per l'impianto di riscaldamento ed utilizzo delle caldaie presenti per integrare i picchi di richiesta di calore
- Connessione alla rete elettrica per lo scambio di energia.

Dal punto di vista impiantistico l'integrazione diretta dell'impianto cogenerativo non comporta particolari problemi.

Installazione di un impianto solare termico di integrazione agli impianti termici: l'impianto solare proposto è a collettori del tipo sottovuoto, da installare su alcune porzioni della copertura. Le tubazioni provenienti dai collettori saranno portate nelle sottocentrali attigue alle coperture interessate. Qui saranno installati i serbatoi di accumulo. Una centralina elettronica comanderà le portate del fluido termovettore attraverso valvole a tre vie.

Con l'intento di massimizzare l'energia solare captata, i collettori devono essere orientati a Sud ed inclinati di 30° rispetto al piano orizzontale. Per il dimensionamento della superficie captante sono stati valutati i carichi termici totali mensili dell'ospedale, successivamente è stata valutata una copertura termica, da parte dell'impianto solare, pari al 100% del carico corrispondente al mese di agosto. Successivamente è stata calcolata la copertura termica possibile con la superficie disponibile per posizionare i collettori (che corrisponde a circa il 50% del valore precedente).



Installazione di pannelli riflettenti: l'adozione di cartolari pannelli riflettenti permette di aumentare l'efficienza del radiatore stesso agendo sullo scambio radiativo che il radiatore esercita sul muro retrostante. La presenza del foglio di alluminio riporta gran parte del calore emesso per radiazione verso l'interno della stanza e una sensibile riduzione dello scambio radiativo con la parete. Lo spessore del pannello (circa 6 mm in polietilene espanso) introduce una resistenza termica pari a $0,139 \text{ m}^2\text{K/W}$ e permette una diminuzione dell'energia spesa per il riscaldamento stimabile in circa il 2%, con un costo per singolo radiatore molto ridotto.

Installazione di pellicole solari sulle superfici vetrate: il Corpo C-E presenta un orientamento che favorisce l'illuminazione dei locali ma comporta anche un eccessivo carico termico e condizioni critiche per i locali dedicati ai degenti. Tramite foto satellitari è stato possibile valutare con maggiore precisione l'esposizione dei corpi considerati.



Il particolare l'orientamento e l'altezza del corpo C-E causano un importante soleggiamento durante tutta la giornata, ad esclusione dei livelli -2 e -1, parzialmente ombreggiati dal Corpo D. La mancanza di una climatizzazione estiva unica estesa a tutto il corpo, o a una sua porzione, non consente di raggiungere risparmi economici diretti con l'adozione di pel-

licole a controllo solare, pur restando i vantaggi in termini di minor irraggiamento, e maggiore benessere, per i locali interessati. I risparmi di energia primaria, e il ritorno economico dell'investimento, possono essere invece interessanti nei singoli locali climatizzati tramite split, nei quali il minore irraggiamento porta a un consumo inferiore di energia elettrica.

Installazione di valvole termostatiche sui radiatori: l'impossibilità di regolare le temperature nei diversi locali, per effetto di una struttura a colonne montanti dell'impianto di riscaldamento, è una fonte di sprechi notevoli. La presenza di valvole termostatiche permette di realizzare un buon equilibrio termico tra le diverse zone dell'edificio. Il risparmio teorico è compreso tra il 5 e il 15%. Tale soluzione permette di evitare anche il surriscaldamento degli ambienti legati a un mancato controllo della portata di acqua calda nei radiatori.

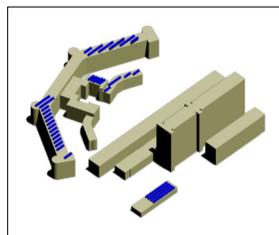
Installazione di pompa di calore geotermica ad acqua di falda per garantire il fabbisogno termico invernale di alcune UTA: con l'intervento si prevede di garantire il fabbisogno termico invernale per le UTA 26-27-28 (site nel cavedio al piano S2 – CORPO A) e garantire il fabbisogno frigorifero per le UTA 27-28 (attualmente servite dal gruppo frigo n° 8 , anch'esso presente nel cavedio al piano S2 – CORPO A). In base ai calcoli condotti sul fabbisogno termico si è stabilito che la potenza termica assorbita dalle UTA 26-27-28 nel periodo invernale è pari a 83 kW; mentre la potenza del gruppo frigo n° 8 è nota dai dati di targa e corrisponde a 65 kW.

Recuperatore di calore dai fumi di scarico dei generatori di vapore: l'intervento proposto consiste in un impianto di recupero calore dai fumi combusti dei generatori di vapore, alimentati a gas metano, per il preriscaldamento dell' acqua di alimentazione dei generatori stessi.

Sostituzione degli infissi presenti aventi telai in alluminio e vetri semplici: nella struttura Sant' Eugenio è stata rilevata la presenza esclusiva di infissi in alluminio con vetri semplici. Tale configurazione è estesa, in particolare, a tutti i corpi del Nuovo Ospedale. Il corpo C-E, per effetto del suo notevole sviluppo in altezza e delle notevoli superfici vetrate, è responsabile di oltre il 60% delle perdite di calore verso l'esterno. L'adozione di strutture a elevate prestazioni consentirebbe di realizzare interessanti risparmi per la climatizzazione invernale. La sostituzione degli infissi attuali può portare a un abbattimento di oltre il 50% delle perdite di calore durante la stagione invernale che si ripercuote direttamente sui consumi in centrale termica. I valori massimi delle trasmittanza previsti dalle normative attuali possono essere raggiunti con l'adozione di finestre con telai in alluminio a taglio termico o in PVC e di vetrocamera

Interventi lato elettrico

Impianto fotovoltaico sulla copertura del Vecchio Ospedale: la superficie utile stimata per l'installazione dell'impianto fotovoltaico è pari a **3.000 m²**. Secondo le stime effettuate, si propone di installare un impianto della potenza di 133,98 W_p, da localizzare sulla copertura del vecchio ospedale S.Eugenio e sulla copertura della centrale termica rivolto a SUD. I pannelli solari proposti sono del tipo a silicio policristallino, con modelli ad alta potenza specifica installati su strutture portanti in acciaio. la soluzione così proposta consente di redigere la doman-



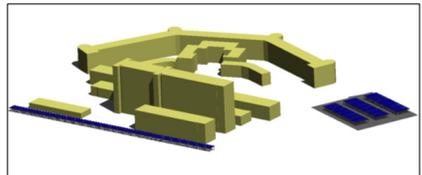
da di incentivazione del “Conto Energia” per un impianto **non integrato nella struttura edilizia** in conformità al DM 19 febbraio 2007 con tariffa incentivante pari a **0,378 €/kWh**.

Pensiline fotovoltaiche per il parcheggio: la superficie utile stimata per l’installazione dell’impianto fotovoltaico è pari a **4.366 m²**. Secondo le stime effettuate, si propone di installare un impianto della potenza di 250 kW_p, da localizzare sui parcheggi dell’ospedale tramite pensiline fotovoltaiche. I pannelli solari proposti sono del tipo a silicio policristallino, con modelli ad alta potenza specifica installati su strutture portanti in acciaio. Per un impianto **TOTALMENTE INTEGRATO** in conformità al DM 19 febbraio 2007 con tariffa incentivante pari a **0,46 €/kWh**.

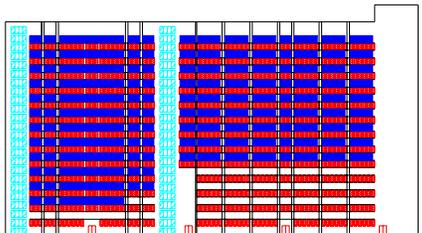
Impianto fotovoltaico totalmente integrato nella struttura edilizia realizzato sulla facciata del nuovo ospedale: la superficie utile stimata per l’installazione dell’impianto fotovoltaico è pari a **912,8 m²**. Secondo le stime effettuate, si propone di installare un impianto della potenza di 158 kW_p, da localizzare sulla facciata esposta a sud dell’edificio C-E del S.Eugenio. I pannelli solari proposti sono del tipo a silicio policristallino, con modelli ad alta potenza specifica installati su strutture portanti in acciaio. per un impianto **totalmente integrato nella struttura edilizia** in conformità al DM 19 febbraio 2007 con tariffa incentivante pari a **0,44 €/kWh**.

In tutti i casi esposti la tariffa incentivante sarà maggiorata del 5% perché trattasi di ospedale.

Sostituzione dei gruppi refrigeratori d’acqua: sostituzione degli attuali gruppi refrigeratori d’acqua funzionanti con gas R22 con gruppi refrigeratori ad alta efficienza e gas R407c/R410a ad elevate prestazioni energetiche (COP>3 ed eventualmente dotati di free cooling) in sostituzione degli attuali gruppi a R22, gas ormai bandito dal mercato, i quali presentano caratteristiche di obsolescenza e altresì bassi valori in termini di prestazioni energetiche (COP medio<2,5). A fronte di una spesa iniziale di investimento per la sostituzione di almeno 15 gruppi di piccola-media taglia, si attende un buon tempo di recupero dello stesso stimando un risparmio energetico complessivo intorno al 30% (si passa da circa 700 kW_{el} attualmente assorbiti a circa 500 kW_{el})



Sostituzione dei condizionatori autonomi split-system: sostituzione di alcuni gruppi di unità split-system con sistemi di climatizzazione centralizzati del tipo a volume di refrigerante variabile (VRV). L’intervento proposto prevede la sostituzione di alcuni gruppi di condizionatori ad espansione diretta del tipo split-system, di varia natura, con sistemi centralizzati ad alta efficienza energetica tipo VRV. Le unità split sono attualmente presenti in alcune porzioni concentrate del complesso ospedaliero (ad esempio nei laboratori situati nell’appendice collegata al corpo principale, sulla facciata che volge a SUD del vecchio ospedale, ovve-



ro nei corpi A+A1, C+E del nuovo ospedale) e tale collocazione suggerisce l'ipotesi di una riqualificazione del sistema di climatizzazione attualmente presente ottenibile con sistemi ad elevata prestazione energetica nonché ad elevata facilità di gestione.

Gestione dell'illuminazione delle parti comuni dell'Ospedale Nuovo: una situazione di palese inefficienza energetica e di spreco riguarda l'illuminazione interna delle parti comuni (corridoi di collegamento tra i corpi A-B-C-D dell'ospedale nuovo e vani scale del corpo C) dotate di lampade che restano accese tutto il giorno per tutto l'anno anche in presenza di sufficiente illuminazione naturale. La soluzione tecnica più semplice dal punto di vista impiantistico (considerando lo stato di fatto) prevede l'adozione di semplici interruttori crepuscolari che pilotano l'accensione e/o lo spegnimento di gruppi di lampade in base al valore di illuminamento settato.

Sostituzione delle lampade fluorescenti presenti con tubi LED T8: i vantaggi sono rappresentati dalla riduzione dei consumi di oltre 60% (grazie all'assenza di reattore e starter). Un vantaggio non trascurabile è dato dalla sostituzione immediata che richiede solo di eliminare lo starter ed il reattore. L'accensione è immediata e senza sfarfallio, la vita utile elevata (circa 50-80.000 ore senza manutenzione).

Installazione di un sistema per la regolazione del flusso luminoso delle lampade del parco luci esterno con stabilizzazione della tensione di linea e il risparmio sui consumi di energia elettrica.

Installazione di regolatori di flusso per applicazione all'impianto di illuminazione interna: è stato effettuato dove possibile il censimento di tutti gli apparecchi di illuminazione interni presenti. Un'applicazione estesa dei regolatori di flusso per applicazione all'impianto interno di illuminazione prevede l'installazione di un numero di regolatori che va ottimizzato in base a diversi parametri: numero di lampade da controllare, complessità impiantistica, rapporto costo-benefici al variare del numero di unità di regolazione installate, etc. In via preliminare si ipotizza una configurazione dei regolatori di flusso in numero di uno per piano avendo verificato, dopo i calcoli effettuati, che la potenza totale installata per piano non eccede la potenza commerciale disponibile per i regolatori di flusso luminoso. Questo layout consente di ottimizzare i vantaggi economici conseguibili.

Applicazione di inverter per il controllo dei motori elettrici asincroni di pompe: l'adozione di sistemi di controllo della frequenza permette di ridurre in maniera consistente il consumo energetico soprattutto nel campo delle potenze elevate. Le maggiori possibilità di intervento si hanno per ventilatori e pompe che hanno campi di applicabilità nell'ordine del 60% e risparmi conseguibili del 35% circa. L'applicazione diffusa di sistemi per la regolazione della portata dei ventilatori e delle pompe dell'impianto di climatizzazione mediante utilizzo di inverter ha riguardato in pratica tutte le unità di trattamento aria (in totale 22) e le principali pompe di circolazione dell'acqua dell'impianto di riscaldamento e dell'acqua fredda prodotta dai gruppi frigoriferi nonché i ventilatori dei gruppi frigo esterni.

Sono stati studiati anche **sistemi tesi all'abbattimento dei picchi di prelievo elettrico** riguardanti l'adozione di **termostati ambiente** non previsti all'interno dei locali climatizzati e un'ipotesi di **sistema di tele gestione degli impianti**. La configurazione del sistema deve prevedere una unità centrale di controllo e da un sistema di controllo dei carichi (per il controllo in feedback dai dati inviati dal sistema di analisi) collegate in rete e da un sistema di analisi (strumenti analizzatori di rete), per il controllo distribuito dei carichi e del sistema di analisi.

4.4. L'efficienza energetica nell'illuminazione

4.4.1. Illuminazione pubblica efficiente

Il costo dell'illuminazione pubblica si aggira fra il 15 ed il 25% del totale delle spese energetiche di un Ente Locale e si può avvicinare al 50% di quelle elettriche. Indipendentemente dalla quota, che varia chiaramente a seconda della tipologia del Comune considerato, le riduzioni dei consumi di elettricità che si possono ottenere mediante interventi di razionalizzazione degli impianti possono essere consistenti e vanno pertanto perseguite. Oltre all'illuminazione vera e propria concorre alle spese per un 10% circa il funzionamento dei semafori.

Gli interventi realizzabili ricadono in tre categorie principali:

- sostituzione di componenti e sistemi con altri più efficienti (lampade, alimentatori, corpi illuminanti, regolatori);
- adozione di sistemi automatici di regolazione, accensione e spegnimento dei punti luce (sensori di luminosità, sistemi di regolazione del flusso);
- installazione di sistemi di telecontrollo e di gestione energetica della rete di illuminazione.

Per quanto riguarda le lampade si segnalano gli interventi di sostituzione delle lampade a vapori di mercurio con quelle al sodio ad alta o bassa pressione. Per alcune utenze particolari, caratterizzate da manutenzione difficile e costosa, si può optare per lampade ad induzione (che offrono durate nell'ordine delle 60.000). Si sottolinea come le lampade attuali abbiano raggiunto rese cromatiche e durate eccellenti. Per quanto riguarda gli alimentatori è bene optare per quelli elettronici, che consentono di ridurre i consumi di energia elettrica (fra il 5 ed il 10%), di migliorare il funzionamento della lampada grazie alla frequenza di alimentazione più elevata e di conseguire maggiori durate rispetto a quelli magnetici. La corretta scelta dei corpi illuminanti permette di ottimizzare la distribuzione del flusso luminoso ed il rendimento di riflessione e la manutenzione. A tal fine oltre alla geometria giocano un ruolo importante i materiali. Relativamente ai semafori si possono conseguire risparmi consistenti adottando lampade e sistemi a led.

Per quanto riguarda la seconda categoria di interventi si segnala la possibilità di installare riduttori di flusso. Tali dispositivi consentirebbero risparmi energetici ragguardevoli, nell'ordine del 30%, ma il loro impiego è in parte ostacolato dalle prescrizioni della norma UNI 10439, soprattutto in assenza di un piano urbano di illuminazione o di un'azione concordata con il settore viabilità e traf-

fico dell'Ente Locale. In pratica le riduzioni di consumi conseguibili tenendo conto delle citate limitazioni è nell'ordine del 15-20%.

I sistemi di telecontrollo e gestione energetica della rete di illuminazione pubblica permettono di ottenere il massimo risultato. L'accensione e lo spegnimento delle lampade può essere controllato al fine di evitare che sensori di luminosità sporcati da inquinamento ed altro allunghino l'intervallo di funzionamento. La manutenzione può essere condotta in modo più razionale e meno costoso, anche in considerazione della riduzione di efficienza delle lampade nel periodo precedente il fuori servizio definitivo. Il monitoraggio continuo della rete consente inoltre di individuare facilmente le aree con consumi anomali ed anche di pianificare al meglio la strategia di sviluppo della rete.

Semafori a led

In una città media il consumo dei semafori incide per circa il 10% sul totale della pubblica illuminazione (dai dati del 2000 di Modena). La Città di Torino spende annualmente più di 750.000 € per l'energia elettrica dei semafori (circa 56.000 lampade), a cui vanno aggiunti i costi di manutenzione (pulizia, sostituzione periodica lampade, etc). Le possibilità di risparmio energetico ed economico in questo campo possono quindi essere molto interessanti.



L'innovazione tecnologica ha messo a disposizione nuove lampade semaforiche formate da gruppi di led. La diffusione di queste lampade con attacco standard, che possono essere montate in pochi minuti sugli impianti esistenti è già iniziata da tempo in Stati Uniti e Canada, mentre in Italia si stanno compiendo i primi passi.

I principali vantaggi dei led rispetto alle lampade a filamento sono:

- minor consumo (fino a 80% in meno)
- maggiore durata (oltre 10 volte)
- forte riduzione della manutenzione (maggior durata, assenza di parabola)
- maggiore sicurezza (migliore visibilità in condizioni critiche ed elevata affidabilità della lampada)

Il led ha una vita di circa 100.000 ore contro le 5.000 di una lampada ad incandescenza.

Non solo consuma meno a parità di luminosità, ma non ha bisogno del filtro (nel caso del rosso, per esempio, il vetro colorato fa passare solo il 20% della luce emessa), in quanto la luce emessa è già colorata. Tale luce essendo monocromatica risulta particolarmente brillante.

Una lampada a led per una lanterna da 200 mm ha una potenza di circa 10 W; per gli attraversamenti pedonali o le frecce direzionali si scende a circa 5 W se si utilizzano lampade in cui sono i led a formare la figura senza bisogno di filtri.

Rispetto alle lampade a filamento inoltre i led hanno una minor perdita di luminosità nel tempo e sono meno sensibili alle vibrazioni; hanno quindi vita più lunga in impegni particolarmente gravosi.

Le lampade a led sono composte da decine di led fissati a un supporto circolare piano, non c'è quindi più bisogno di parabola. Si eliminano così gli effetti di falso illuminamento dovuti al riflesso del sole sulla parabola. Inoltre non è più necessario pulire la parabola (operazione che richiede l'apertura della lanterna).

L'elevato numero di led di ogni lampada è anche garanzia di affidabilità, perché in caso di fuori servizio di una o più led la lampada continua a funzionare.

Esistono in Italia due soluzioni per installare un nuovo semaforo a led o convertire un impianto tradizionale:

- lampade a led che hanno l'attacco standard (E27) in modo da poter sostituire le lampade a filamento senza alcuna modifica (figura)
- lanterne speciali progettate per le lampade a led

Entrambe queste soluzioni possono essere fornite con alimentazione 220 V in corrente alternata o a richiesta in bassa tensione e corrente continua.

Vi sono ulteriori sviluppi tecnologici nell'impiantistica semaforica: in futuro non ci sarà più una centralina che distribuisce l'elettricità con due fili per ogni lampada, ma una vera e propria rete locale (LAN) a cui saranno collegati i circuiti di controllo posizionati sulle lampade. Dalla centralina uscirà un solo cavo di rete che permetterà di dialogare con i circuiti di controllo di ogni lampada. Un secondo cavo distribuirà la corrente elettrica a tutte le lampade. Si avrà così una forte semplificazione dei cablaggi e una standardizzazione dei componenti.

Illuminazione per interni efficiente

Il settore delle tecnologie per l'illuminazione efficiente è in continua evoluzione e consente di conseguire risparmi energetici molto elevati, spesso compresi fra il 30% ed il 50%, offrendo contestualmente un comfort visivo migliore. Se si considera che l'illuminazione incide per un terzo circa della bolletta elettrica nel settore civile e si tiene conto dell'influsso positivo in termini di umore e sicurezza che una buona luminosità delle aree di lavoro ha sui lavoratori si comprende che la razionalizzazione dell'illuminazione è uno degli obiettivi primari da perseguire.

Gli interventi realizzabili ricadono in due categorie principali:

- sostituzione di componenti e sistemi con altri più efficienti (lampade, alimentatori, corpi illuminanti, regolatori);
- adozione di sistemi automatici di regolazione, accensione e spegnimento dei punti luce (sensori di luminosità e di presenza, sistemi di regolazione).

Per quanto riguarda le lampade si segnalano gli interventi di sostituzione delle lampade ad incandescenza ed alogene con quelle fluorescenti compatte e dei tubi di vecchia generazione (T12 e T8) con i recenti trifosforo (T5). Si sottolinea come le lampade attuali abbiano raggiunto rese cromatiche e durate eccellenti. Per quanto riguarda gli alimentatori è bene optare per quelli elettronici, che consentono di ridurre i consumi di energia elettrica, di migliorare il funzionamento della lam-

pada grazie alla frequenza di alimentazione più elevata e di conseguire maggiori durate rispetto a quelli magnetici.

La corretta scelta dei corpi illuminanti permette di ottimizzare la distribuzione del flusso luminoso, la temperatura interna per i tubi T5 (essenziale per massimizzarne la resa), il rendimento di riflessione e la manutenzione. A tal fine oltre alla geometria giocano un ruolo importante i materiali.

Gli interventi inerenti alla regolazione riguardano:

- il comando manuale per aree distinte,
- il controllo automatico a tempo,
- il comando automatico con rilevatore di presenza,
- la regolazione del flusso luminoso in funzione del decadimento delle lampade, dell'orario e dell'apporto di luce diurna.

La Comunità Europea ha avviato il progetto "GreenLight" per promuovere l'illuminazione efficiente (interni ed esterni). Lo schema non prevede contributi, in quanto gli interventi si ripagano velocemente da soli, ma offre la possibilità di fregiarsi dell'apposito logo e di venire pubblicizzati nel sito web del progetto ed in occasione di vari eventi e manifestazioni.

Può essere utile ricordare che l'incremento dell'efficienza nell'illuminazione, oltre a produrre effetti economici diretti grazie al risparmio energetico, può consentire miglioramenti produttivi legati al maggior comfort dei dipendenti (riduzione assenteismo, aumento della produttività). Considerando il peso economico molto maggiore dei costi del personale rispetto a quelli energetici, si comprende quale importanza possa avere tale aspetto.

I riduttori del flusso luminoso

I riduttori di flusso luminoso consentono un risparmio energetico agendo direttamente sulla regolazione della tensione di alimentazione delle lampade ed ottenendo una conseguente riduzione dell'intensità di corrente di linea.

Ne risulta una potenza prelevata minore ed, a parità di tempo, un'ovvia diminuzione dell'energia consumata. Infatti, assumendo un fattore di potenza pari ad 1, l'energia consumata è pari a $E = V I h$, essendo V la tensione I la corrente ed h l'utilizzo in ore.

Il grafico mostra l'andamento della tensione con riduttore e senza:

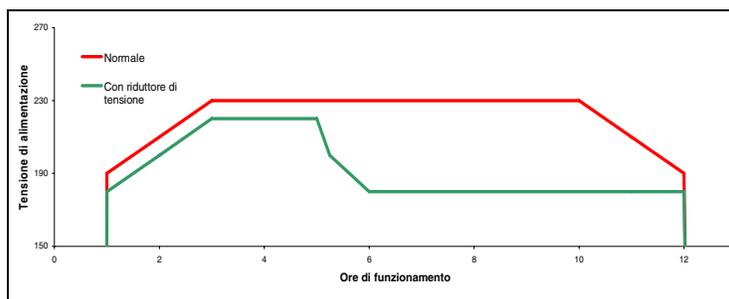


Figura 4-25 Andamento della tensione di alimentazione di una lampada con e senza riduttore di flusso luminoso

Il sistema di controllo della tensione agisce già in fase di riscaldamento delle lampade, contenendo ed ottimizzando gli sbalzi di tensione.

Dopo alcune ore di funzionamento, il sistema attenua la tensione di alimentazione di un fattore variabile tra il 20% ed il 30% a seconda della tipologia di lampade.

Ne risulta una diminuzione del livello di illuminamento inferiore al 8-15% (a seconda del tipo di lampada considerata) che risulta spesso impercettibile all'occhio umano.

Il guadagno netto, in termini energetici, si intuisce dall'area compresa tra le curve rossa e verde (nel precedente grafico) che rappresenta l'energia risparmiata durante le ore di funzionamento.

La riduzione della tensione di alimentazione può avvenire anche secondo le informazioni sull'illuminamento dell'area provenienti da un fotosensore.

Inconvenienti:

Scelta delle lampade:

- ✓ Alcune lampade possono soffrire tensioni eccessivamente basse fino allo spegnimento (una riduzione di tensione limitata ed i risparmi conseguenti potrebbero risultare esigui)

Valutazione del livello di illuminamento risultante:

- ✓ L'eccessiva riduzione di alimentazione delle lampade potrebbe portare ad un livello di illuminamento insufficiente, secondo i termini di legge. E' necessaria quindi una valutazione ex-ante del livello di illuminamento richiesto nella zona di lavoro.

Interruttori crepuscolari

Un apposito sensore misura l'intensità della luce naturale e inserisce l'impianto a seconda della luminosità desiderata. Un sistema di ritardo temporale e d'isteresi di comando impedisce il continuo alternarsi della chiusura e apertura del circuito.

Vengono utilizzati per lo spegnimento automatico degli impianti di illuminazione delle vetrine o delle vie di transito e in tutti i casi in cui non è necessaria l'illuminazione artificiale quando la luce del giorno risulta essere sufficiente e viceversa, risparmiando quindi i costi d'esercizio.

PARTE 5:

Scenari possibili di sviluppo delle fonti energetiche

Disegnare uno scenario energetico per il futuro è un compito sempre molto difficile per diversi motivi, non da ultimo il fatto che spesso questi sono prodotti per raggiungere un obiettivo immediato, quale ottenere maggiori finanziamenti o suscitare gli interessi degli investitori. Il risultato, spesso, è quello di avere un numero imprecisato di possibili alternative, spesso eccessivamente allarmistiche, che in qualche modo riescono a favorire lo “status quo”. Questo è quello che è accaduto per diverso tempo nel rapporto tra utilizzo dell’energia e inquinamento, in particolare riferito all’effetto serra.

Il Quarto Rapporto dell’IPCC⁴⁹, per la prima volta attribuisce a responsabilità umane l’aumento delle temperature e l’innalzamento del livello dei mari⁵⁰. La concentrazione nell’atmosfera di anidride carbonica (CO₂), il più abbondante gas serra, è oscillata per un periodo di 10.000 anni fino al 1750 in un range di 265-280 ppm (parti per milione) per poi impennarsi negli ultimi 150, raggiungendo quota 380 ppm nel 2006. Secondo l’Ipcc, la causa principale sono le emissioni da combustibili fossili iniziate con la Rivoluzione industriale.

Sussiste una notevole incertezza in relazione alla portata dell’impatto sulle temperature e sul clima di questi livelli in aumento di gas serra nell’atmosfera, così come di difficile interpretazione, al momento, resta il ruolo dei Paesi in via di sviluppo e in forte crescita quali Brasile, Russia, India, Cina e altri nel G-20, che comprendono collettivamente la metà della popolazione umana. Se continueranno nelle loro robuste traiettorie di crescita, come plausibile, si avvicineranno ai livelli di reddito dei Paesi avanzati entro la metà del secolo o poco dopo. A quel punto, la percentuale della popolazione mondiale avente livelli di reddito da Paese industrializzato (circa 20mila dollari o più) salirà dal 16 al 66% del totale. Se tutti i nuovi ricchi adotteranno i modelli attuali di consumo energetico dei partner più ricchi, la battaglia per il cambiamento del clima sarà perduta. Senza un in-

⁴⁹ <http://www.ipcc.ch/>

⁵⁰ Gli esperti dell’Ipcc ritengono con una probabilità compresa tra il 90 e il 95 per cento (*very likely*) che il riscaldamento climatico sia dovuto alle emissioni di gas serra determinate dalle attività umane. L’impatto di questi effetti durerà per gli esperti almeno un millennio

intervento di contenimento sulle concentrazioni di biossido di carbonio nell'atmosfera, e dando per scontato che i Paesi in via di rapido sviluppo raggiungano gli attuali livelli dei paesi avanzati in fatto di emissioni procapite di CO₂ (tra le 10 e le 11 tonnellate, ma anche molto più in America del Nord), l'attuale media globale di 4,8 tonnellate tra cinquant'anni sarà pressoché raddoppiata e potrà raggiungere le 8,7 tonnellate. Tutto ciò contrasta fortemente con le stime più recenti di emissioni di CO₂ ritenute ragionevolmente sicure, come ha calcolato l'Ipcc (Intergovernmental Panel on Climate Change) delle Nazioni Unite. Per scongiurare un peggioramento del cambiamento del clima - secondo l'Ipcc - le emissioni dovrebbero essere ridotte globalmente a 2,3 tonnellate procapite, ovvero più o meno della metà della media procapite, entro i prossimi 50-75 anni. Al ritmo attuale, invece, e senza un significativo sforzo di riduzione e contenimento, entro la metà del secolo avremo raggiunto il quadruplo del livello ritenuto sicuro.

I paesi avanzati sono stati fino a tempi recentissimi i principali responsabili delle emissioni di biossido di carbonio, ma i consumi energetici aumentano di pari passo con l'aumentare del reddito procapite. Cina e India, che contano il 40% della popolazione mondiale, prima che la crisi le colpisse nel 2008 avevano fatto registrare un aumento record del loro Pil, pari al 9-10% annuo, e verosimilmente nel periodo che seguirà la presente crisi riprenderanno a crescere con una velocità simile, il che implica che le loro economie raddoppieranno di volume ogni 7-10 anni. Il loro contributo alle emissioni totali aumenterà nella stessa misura. Lo scenario di riferimento appare insostenibile da un punto di vista ambientale. Per questo motivo l'IEA propone uno scenario alternativo, che vuole raggiungere la stabilizzazione a 450 ppm di CO₂ in atmosfera. Per fare questo, secondo la IEA, l'impegno principale dovrà focalizzarsi sull'efficienza energetica e "solo" un quinto dell'obiettivo sarà raggiunto grazie alle fonti rinnovabili. È da notare il ricorso al sequestro e cattura del Carbonio e al nucleare tra il mix di produzione.

Di parere completamente opposto la visione di Greenpeace, che si riporta per completezza.

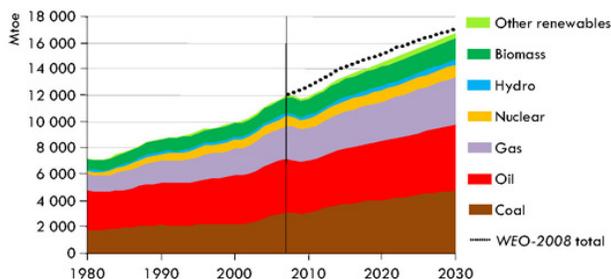


Figura 5-1 Domanda mondiale di energia primaria per fonte nello scenario di riferimento della IEA

Fonte: Energy Outlook 2009

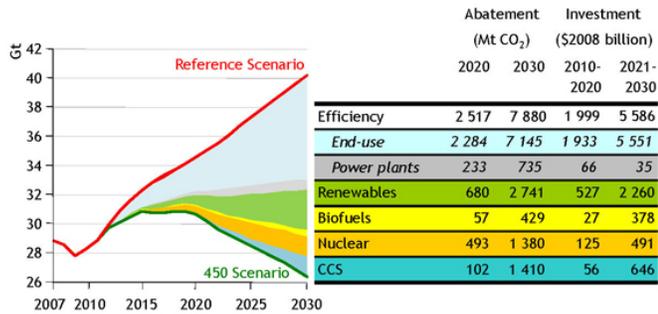


Figura 5-2 Curva di abbattimento delle emissioni per arrivare allo scenario 450 ppm

Fonte: Energy Outlook 2009

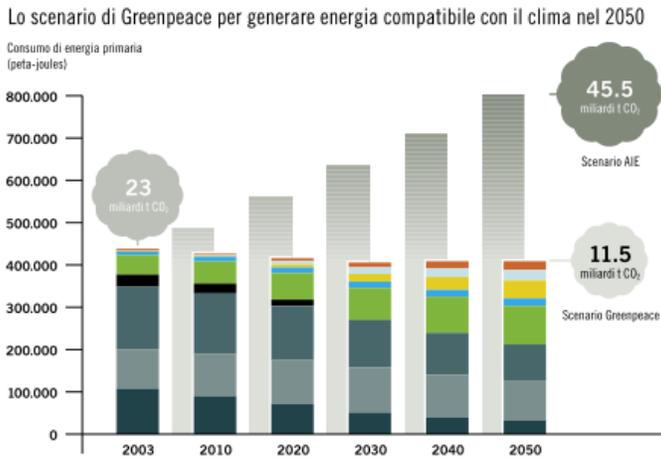


Figura 5-3 Scenario di Greenpeace a confronto con quello della IEA

■ biomasse, ■ idroelettrico, ■ solare, ■ eolico e ■ geotermico. ■ nucleare ■ carbone, ■ petrolio e ■ gas naturale

Il Rapporto di Greenpeace “Energy [R]evolution” dimostra come è possibile raggiungere l’obiettivo “2 gradi”. Questo scenario prevede inoltre che le centrali nucleari saranno del tutto eliminate nel 2030.

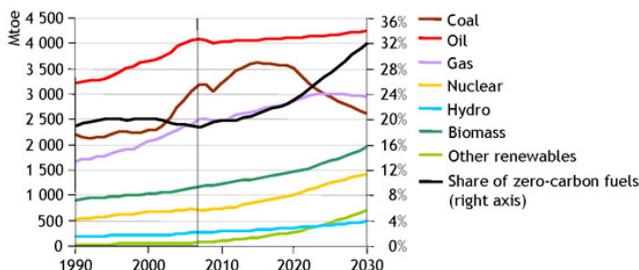


Figura 5-4 Domanda di energia primaria nello scenario 450 ppm

Fonte: Energy Outlook 2009

Lo scenario IEA, oltre a prevedere un ricorso al nucleare, orienta una buona parte del consumo di combustibili verso quelli a zero impatto in termini di CO₂.

Il denominatore di questi due studi rimane l’efficienza energetica. Per quanto riguarda i costi per il sistema, il grafico seguente ipotizza gli investimenti necessari a raggiungere lo scenario 450, rispetto a quello di riferimento.

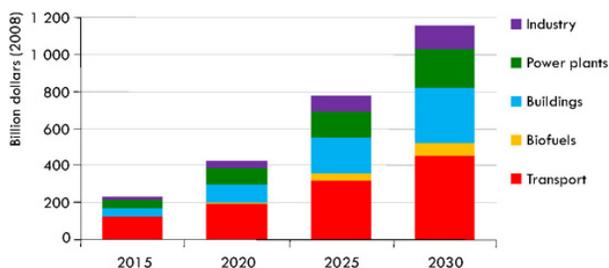


Figura 5-5 Investimenti aggiuntivi nello scenario “450” rispetto allo scenario di riferimento

Fonte: Energy Outlook 2009

L’Unione Europea, tra le diverse aree geopolitiche del mondo, ha assunto il ruolo di guida nel combattere e prevenire i cambiamenti climatici. L’obiettivo finale, sul quale si basano le politiche per il clima e l’energia è quello di ridurre rapidamente e drasticamente le emissioni di gas ad effetto serra in modo da confinare l’innalzamento della temperatura media del pianeta entro un livello che

eviti conseguenze catastrofiche, così come affermato dalla comunità scientifica internazionale. I principali strumenti di cui l'UE intende dotarsi, o per i quali è stata prevista una rimodulazione o un'estensione dei confini operativi, sono contenuti in un pacchetto normativo approvato nel dicembre 2008 e denominato "pacchetto dell'UE per il clima e l'energia". In esso viene assunto il 2020 come "pietra miliare" del percorso che ci farà arrivare, sempre nelle intenzioni dell'UE, ad essere una società a bassissima intensità di emissioni.

Allo stesso tempo, l'insieme di norme per la tutela ambientale in esso previste è calibrato e pensato per mantenere e migliorare il benessere economico e lo sviluppo raggiunti; l'UE deve riuscire a garantirsi fonti di energia che siano più sicure e che riducano la dipendenza dalle importazioni di petrolio e di gas.

I risultati, oltre a quelli ambientali, si concretizzeranno in una serie di benefici economici che porteranno ad esempio a un risparmio di circa 50 miliardi di euro all'anno sulla fattura per le importazioni di petrolio e di gas e alla creazione di circa un milione di posti di lavoro nell'industria delle fonti di energia rinnovabili, grazie al vantaggio competitivo che si otterrà con l'adozione e la diffusione di tecnologie innovative.

Il pacchetto introduce quindi degli obiettivi vincolanti e precisi, che possono essere così sintetizzati:

- Una riduzione media dei gas ad effetto serra di almeno il 20% rispetto ai livelli del 1990. A tale proposito va ricordato che l'obiettivo stabilito con il Protocollo di Kyoto, sempre per l'UE, è dell'8% al 2012. Inoltre, nel caso in cui gli altri paesi sviluppati dovessero assumere impegni analoghi, l'UE ha preventivamente accettato di arrivare al 30% di riduzione, sempre per quella data.
- Un incremento dell'uso di energie rinnovabili fino a coprire il 20% dell'intera produzione di energia, sempre entro il 2020.
- Una diminuzione dei consumi di energia del 20% rispetto ai livelli ora previsti per il 2020, grazie all'incremento dell'efficienza energetica.

Per arrivare a raggiungere questi obiettivi, il pacchetto approvato prevede molteplici misure, contenute in quattro direttive, che dovranno essere recepite nel nostro ordinamento con legge nazionale, una decisione e un regolamento.

Le direttive:

la 2009/28/Ce, che dovrà essere recepita entro il 5 dicembre 2010, andrà a sostituire la 77/2001 e 2003/30/CE (sulla promozione dell'uso dei biocarburanti o di altri carburanti rinnovabili nei trasporti), che saranno abrogate a partire dal 1° gennaio 2012. La Direttiva, all'art. 3, stabilisce il rispetto di obiettivi nazionali obbligatori che concorreranno a raggiungere il 20% entro il 2020. Lo stesso articolo prevede che al fine di conseguire più facilmente tali obiettivi ogni Stato membro promuove e incoraggia l'efficienza ed il risparmio energetici e che sia possibile, per gli stessi Stati, tra l'altro, applicare regimi di sostegno e misure di cooperazione tra i vari Stati membri e con paesi terzi. Per il nostro paese, che parte dal 5,2% di energia rinnovabile sul consumo complessivo, è previsto un obiettivo del 17%. Inoltre, almeno in 10% del carburante utilizzato per i trasporti in

ogni paese dovrà provenire da fonti rinnovabili quali biocarburanti (che rispettino comunque dei criteri di sostenibilità), idrogeno ed elettricità da fonti rinnovabili.

L'art. 4 impone agli stati membri l'adozione di piani di azione nazionale per le energie rinnovabili da notificare alla Commissione europea entro il 30 giugno 2010. I piani di azione nazionali, redatti sulla base dell'apposito modello adottato dalla Commissione per le energie rinnovabili, fissano gli obiettivi nazionali degli Stati membri per la quota di energia da fonti rinnovabili consumata nel settore dei trasporti, dell'elettricità e del riscaldamento e raffreddamento.

L'art. 13 della direttiva detta una serie di prescrizioni finalizzate, in particolare, a garantire negli Stati membri la semplificazione e l'accelerazione delle procedure amministrative.

Gli articoli da 17 a 19 disciplinano, invece, i criteri di sostenibilità per i biocarburanti e i bioliquidi, nonché la relativa verifica.

Vengono poi dettate norme relative alle garanzie di origine dell'elettricità, del calore e del freddo prodotti da fonti energetiche rinnovabili (art. 15) e per lo sviluppo delle reti, in modo da consentire il funzionamento sicuro del sistema elettrico nel far fronte all'ulteriore sviluppo della produzione di elettricità da fonti energetiche rinnovabili.

La 2009/29/Ce, estende il sistema di scambio di quote di emissioni di gas a effetto serra e modifica le regole di funzionamento dell'attuale, al fine di abbattere di circa un ulteriore 20% le emissioni entro il 2020. Un'importante novità sarà rappresentata dalla vendita all'asta delle quote, che sostituirà l'attuale sistema di distribuzione gratuita delle stesse. La direttiva provvede a riscrivere l'art. 10 della direttiva 2003/87/CE prevedendo un sistema di aste, dal 2013, per l'acquisto delle quote di emissione, i cui introiti andranno a finanziare misure di riduzione delle emissioni e di adattamento al cambiamento climatico

Una ulteriore novità, anche se introdotta precedentemente al "pacchetto" e che partirà dal 2012, è rappresentata dalla direttiva n. 101/2008/Ce che modifica anch'essa la direttiva madre sull'emission trading n. 2003/87/Ce, includendo il trasporto aereo. Entro il febbraio 2012 dovranno essere allocate tutte le quote di emissione da parte delle Autorità competenti nazionali e gli operatori aerei che svolgono le attività di trasporto aereo elencate nell'Allegato 1 della direttiva 2008/101 CE e amministrati dall'Italia ai sensi dell'articolo 1, paragrafo 15 ("Articolo 18a, comma 1) della direttiva 2008/101/CE dovranno fare domanda al Comitato nazionale per l'assegnazione delle quote di loro spettanza .

La 2009/30/Ce impone un abbattimento progressivo, da realizzarsi sempre entro il 2020, dei gas serra prodotti durante il ciclo di vita dei carburanti. Introduce nuove specifiche tecniche per i carburanti dedicati ai veicoli stradali, non stradali, di navigazione interna e agricoli con lo scopo di abbattere le emissioni di gas serra prodotte dal ciclo dei combustibili di almeno il 6%. Il termine ultimo per recepire la direttiva nel nostro ordinamento è il 31 dicembre 2010.

La 2009/31/Ce disciplina lo stoccaggio sotterraneo ed ecosostenibile della CO₂. Con il sequestro del carbonio (spesso indicato anche con l'acronimo CCS, derivato dal termine inglese Carbon Capture and Storage - o Sequestration) si indica il confinamento geologico dell'anidride carbonica (CO₂) prodotta da grandi impianti di combustione, dopo la sua cattura attraverso differenti procedimenti in fase di post combustione.

Con questa Direttiva si è voluta disciplinare la scelta dei siti di stoccaggio e la procedura per il rilascio, il rinnovo e l'eventuale revoca delle autorizzazioni allo stoccaggio. Viene altresì disciplinata la gestione, la chiusura e la fase post-chiusura dei siti di stoccaggio.

Il Regolamento Ce n.443/2009, infine, impone una riduzione del livello medio di emissioni di CO₂ da parte delle autovetture nuove; si partirà nel 2012 con un limite di 130g CO₂/km per arrivare ai 120g per il 2020. Questo risultato, dovrà essere ricercato sia attraverso miglioramenti tecnologici che attraverso un maggiore ricorso ai biocarburanti ma anche attraverso un sistema di multe e incentivi.

La Decisione 406/2009/Ce definisce i limiti delle emissioni di gas a effetto serra stabiliti per gli Stati membri per il 2020 rispetto ai livelli di emissioni di gas a effetto serra del 2005. Per l'Italia l'obiettivo richiesto è una diminuzione del 13%. Al suo interno, inoltre, sono previste le regole per il ricorso da parte degli Stati membri ai crediti da attività progettuali, alle modalità di comunicazione dei e agli adeguamenti applicabili in caso di approvazione da parte della Comunità di un accordo internazionale sui cambiamenti climatici.

L'applicazione del regolamento avverrà però in stadi successivi: entro il 2012 il 65% delle nuove vetture dovrà rispondere ai requisiti previsti; entro il 2014 lo dovrà essere l'80% delle auto, dal 2015 l'intera produzione.

A partire dal 2020 in avanti il regolamento fissa un obiettivo di 95g CO₂/km.

L'insieme di queste misure, che dovremmo trovare a regime nei nostri ordinamenti per il 2013, avrà un impatto decisivo sul mercato energetico e, più in generale, vuole dare un forte impulso all'azione mondiale per il contrasto ai cambiamenti climatici.

Il punto di partenza è delineato dai grafici che seguono:

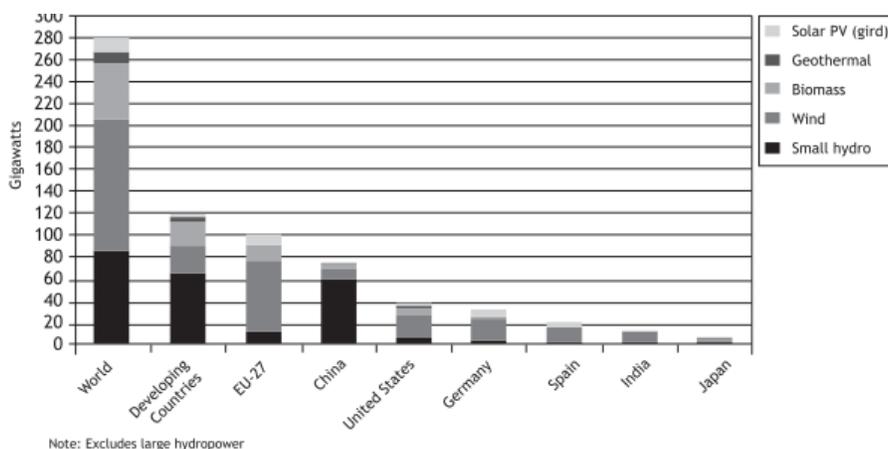
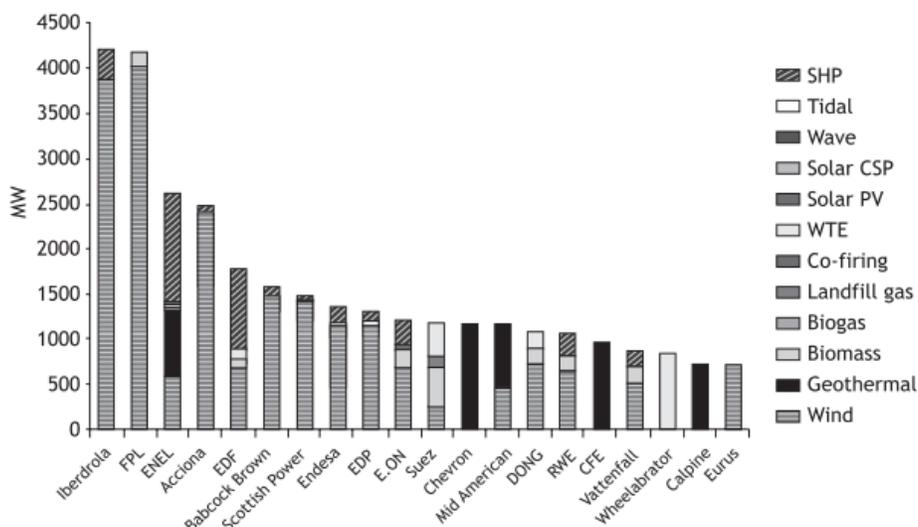


Figura 5-6 Distribuzione della produzione di energia rinnovabile (2008): mondo, EU 27 e i 6 paesi più importanti

Fonte: REN 21, 2009



Source: Emerging Energy Research **Note: (Small hydro represents projects with a capacity of less than 10 MW).

Figura 5-7 Principali produttori di energia da fonte rinnovabile (2006), escluso grande idroelettrico

Uno dei principali vincoli allo sviluppo delle tecnologie energetiche rinnovabili è rappresentato dal costo di produzione dell'energia, sostanzialmente più alto rispetto alle fonti tradizionali. Quasi tutti gli stati Europei hanno introdotto una serie di aiuti rivolti allo sviluppo delle energie rinnovabili, che si riportano di seguito:

Member state	Eolico	Eolico off shore	Fotovoltaico	Biomasse	Idroelettrico
Austria	0.073	0.073	0.29 - 0.46	0.06 - 0.16	n/a
Belgium	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a
Bulgaria	0.07 - 0.09	0.07 - 0.09	0.34 - 0.38	0.08 - 0.10	0.045
Cyprus	0.166	0.166	0.34	0.135	n/a
Czech Rep.	0.108	0.108	0.455	0.077 - 0.103	0.081
Denmark	0.078	0.078	n/a	0.039	n/a
Estonia	0.051	0.051	0.051	0.051	0.051
Finland	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a
France	0.082	0.31 - 0.58	n/a	0.125	0.06
Germany	0.05 - 0.09	0.13 - 0.15	0.29 - 0.55	0.08 - 0.12	0.04 - 0.13
Greece	0.07 - 0.09	0.07 - 0.09	0.55	0.07 - 0.08	0.07 - 0.08
Hungary	n/a	n/a	0.097	n/a	0.029 - 0.052
Ireland	0.059	0.059	n/a	0.072	0.072

Italy	0.3	0.3	0.36 - 0.44	0.2 - 0.3	0.22
Latvia	0.11	0.11	n/a	n/a	n/a
Lithuania	0.10	0.10	n/a	0.08	0.07
Luxembourg	0.08 - 0.10	0.08 - 0.10	0.28 - 0.56	0.103 - 0.128	0.079 - 0.103
Malta	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a
Netherlands	0.118	0.186	0.459 - 0.583	0.115 - 0.177	0.073 - 0.125
Poland	n/a	n/a	n/a	0.038	n/a
Portugal	0.074	0.074	0.31 - 0.45	0.1 - 0.11	0.075
Romania	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a
Slovakia	0.05 - 0.09	0.05 - 0.09	0.27	0.072 - 0.10	0.066 - 0.10
Slovenia	0.087 - 0.094	0.087 - 0.095	0.267 - 0.414	0.074 - 0.224	0.077 - 0.105
Spain	0.073	0.073	0.32 - 0.34	0.107 - 0.158	0.077
Sweden	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a

Tabella 5-1 Feed in tariffe presenti nei diversi paesi europei

Di seguito sono analizzati i possibili scenari per singola fonte energetica

5.1. Il fotovoltaico

5.1.1. Stato dell'arte

Il mercato italiano ha visto una progressiva crescita negli ultimi anni, diventando il terzo mercato per importanza a livello europeo e quarto a livello mondiale: dati della fine del 2009 danno un valore della potenza cumulata pari a 900 MWp, un valore superato a livello esclusivamente dalla Germania e dalla Spagna, mentre a livello globale vicino a quanto raggiunto dagli Stati Uniti.

La distribuzione regionale vede al momento una forte disparità tra le Regioni leader (Puglia, Lombardia, Emilia Romagna) e le altre

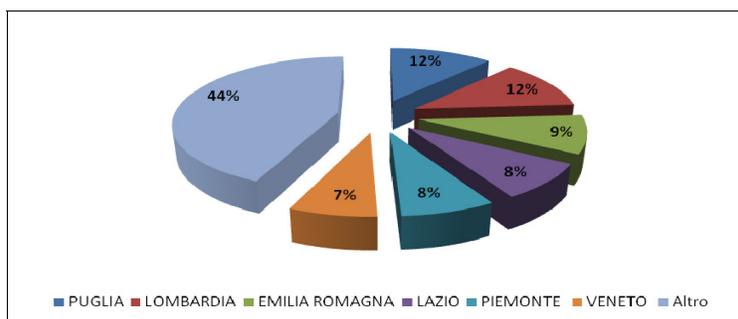


Figura 5-8 Ripartizione regionale della potenza fotovoltaica cumulata al 31 gennaio Fonte: GSE

Circa il 47 % della potenza installata in Italia, al 2008, è localizzabile nelle regioni del Nord. Il dato sale al 64,2 % se vengono considerate anche le Marche, la Toscana e l'Umbria, ovvero le regioni centro-settentrionali.

La significatività del fenomeno può essere ricercata nelle prospettive di crescita (in termini di installato e produzione) che hanno le regioni meridionali, sia perché la loro stessa posizione geografica ne giustificerebbe un'evoluzione maggiore, sia perché l'attuale gap (Puglia a parte) che le separa da quelle settentrionali richiederebbe un intervento massiccio. Infine, non va sottovalutata la crescente attenzione della popolazione verso le tematiche ambientali. Se si considera che, sempre nel 2008, il cosiddetto segmento residenziale ha coperto il 91% del totale delle nuove installazioni fotovoltaiche (8% per il mercato industriale e l'1% per quello delle centrali) è possibile intuire, ancora una volta, quanto l'elemento costituito dalla opinione pubblica possa essere determinante nella evoluzione di un settore.

Inoltre è interessante considerare quanto si sia effettivamente raggiunto a livello mondiale, con una crescita esponenziale dal 1998 ad oggi, in cui l'Europa rappresenta il mercato più rilevante (Figura 5-9).

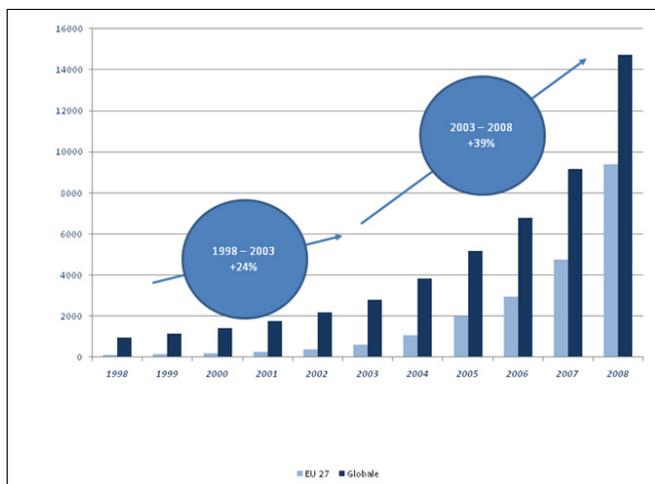


Figura 5-9 Potenza cumulata in Europa e nel mondo (MWp)

Fonte: Global Market Outlook for Photovoltaics to 2013

Per poter analizzare lo sviluppo del mercato è quindi necessario considerare le grandezze a livello mondiale e soffermarsi su vari aspetti di interesse che riguardano l'intera filiera, a partire dalla produzione del silicio, per arrivare all'assemblaggio dei moduli, e all'installazione.

Innanzitutto la tecnologia è contraddistinta da un'industria molto concentrata in pochi grandi operatori che praticamente controllano il mercato in tutte le fasi, dalla produzione del silicio fino al modulo finito: in tutti i settori la presenza italiana è decisamente di piccole dimensioni.

Partendo dalla produzione del silicio, esistono circa 50 imprese che producono silicio di grado solare a livello mondiale (vedi Tabella 5-2) di cui i primi 7 operatori detengono, per capacità produttiva, più del 90% della quota di mercato.

I tratti distintivi che accomunano questi operatori sono:

- dimensioni consistenti e operatività su un mercato di riferimento globale;
- portafoglio di attività altamente diversificato, dalla produzione di silicio per l'elettronica e il fotovoltaico, all'industria chimica e dei metalli preziosi.
- significative economie di apprendimento con esperienza accumulata nella produzione di silicio per applicazioni elettroniche, prima della diversificazione nel fotovoltaico;
- economie di scala che permettono un consistente differenziale di costo e non favoriscono l'entrata di nuovi operatori;
- rilevante capacità di autofinanziamento, assicurata dalla posizione dominante che consente di reinvestire le risorse nell'incremento della capacità produttiva.

IMPRESA	Nazionalità	Ricavi gruppo 2007 [mln €]	Ricavi area polysilicon 2007 [mln €]	Capacità produttiva 2007 [t]	Capacità produttiva 2008 [t]	Obiettivi futuri di capacità produttiva	Produzione wafer	Note
Hemlock Semiconductor Corporation	USA	nd	nd	14.500	19.000	36.000 (2010)	No	Focalizzata nella produzione di silicio
Wacker Chemie	Germania	3781,3	456,9	10.000	14.500	32.500 (2011)	No	Opera anche nel settore chimico
REC	Norvegia	834,63	313,65	6.000	13.500	19.500 (2010)	Si	Integrata nella produzione di celle e moduli fotovoltaici
MEMC	USA	1.305,48	293,73	6.000	8.000	15.000 (2010)	Si	Opera anche nel settore dei semiconduttori
Tokuyama Specialty Products	Giappone	1.953,70	643,07	5.000	5.200	8.200 (2009)	No	Opera anche nel settore chimico
Mitsubishi Materials	Giappone	10.543,85	583,08	1.800	nd	nd	No	Opera anche nel settore dei metalli preziosi
Osaka Titanium Technologies	Giappone	340,82	104,85	1.300	1.400	1.400 (2010)	No	Opera anche nei settori chimico ed aerospaziale

Tabella 5-2 Principali produttori di silicio a livello mondiale

Fonte: Solar Energy Report 2008

In ambito nazionale, attualmente è operativa una sola impresa attiva in questo settore, la MEMC, che ha due stabilimenti produttivi a Novara e Merano.

Negli scorsi anni, a causa di una crescita del prezzo di mercato del silicio, sono nate tre imprese (Silfab, Estelux e Italsilicon) che nei programmi, avrebbero dovuto produrre nel 2010 circa 12.000 t di materia prima.

Sfortunatamente, per vari motivi (recessione economica, calo significativo del prezzo sul mercato globale, problemi amministrativi e di autorizzazione degli stabilimenti), tutti i programmi sono fermi⁵¹.

A livello di produzione di celle, anche in questo caso l'industria italiana rappresenta una percentuale esigua dell'intera produzione mondiale (Tabella 5-3), dove agli storici produttori tedeschi e giapponesi, si sono affiancati i paesi dell'estremo oriente, Corea e Cina principalmente.

Produttore	Tecnologia		Produzione		Capacità produttiva	
			2007	2008	2008	2009
Qcells	Cristallino	Film Sottile	389	574	760	800
First Solar		Film Sottile	206	502,6	735	>1000
Suntech powre	Cristallino	Film Sottile	327	497,5	1000	1000
Sharp	Cristallino	Film Sottile	363	473	710	710
JA Solar	Cristallino		132,4	300	500	600
Kyocera	Cristallino		207	290	300	650
Yingli Green Energy	Cristallino		150	281,5	400	600
Motech	Cristallino		196	272	580	580
Sun Power	Cristallino		100	236,9	414	414
Sanyo	Cristallino	Film Sottile	165	215	340	500

Tabella 5-3 I più importanti produttori di celle a livello mondiale (dati in MWp)

Fonte: EurObserv'ER - 2009

L'entrata di questi ultimi operatori è stata però fondamentale per dare ossigeno ad una situazione del mercato che soffriva della volatilità del prezzo del silicio a cui si è assistito nel 2007, e alla posizione di dominanza degli operatori di lungo corso.

Negli ultimi quattro anni si è in effetti registrata una diminuzione pronunciata del prezzo del modulo (Figura 5-10 e Figura 5-11), con non indifferenti ripercussioni positive su tutto il comparto.

51 SILFAB prevede di sviluppare lo stabilimento in nord America. ESTELUX, dopo un primo periodo di attività, ha fermato il cantiere.

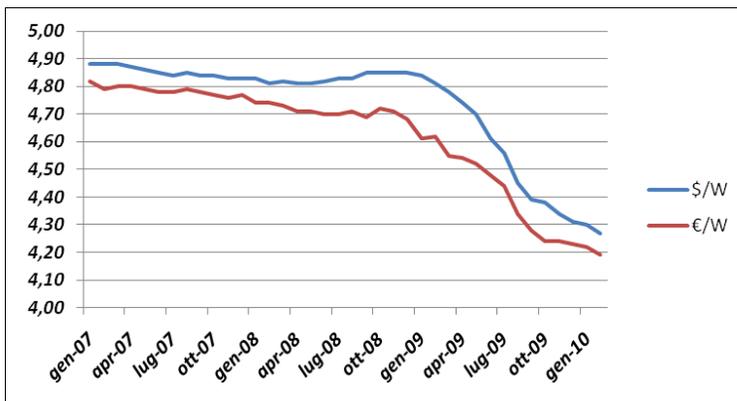


Figura 5-10 Andamento del costo del modulo (2007 – 2010) in Europa e negli USA

Fonte: Solarbuzz



Figura 5-11 Andamento del costo del modulo (2001 – 2010) in Europa e negli USA

Fonte: Solarbuzz

Il grafico seguente è significativo in quanto mostra quale è stato l’impatto delle difficoltà determinate dalla scarsità di silicio negli anni 2006 – 2007: anche in presenza di una crescita della domanda elevata, la curva ha subito uno stop piuttosto marcato, per poi continuare con l’andamento previsto, come riportato nella figura seguente:

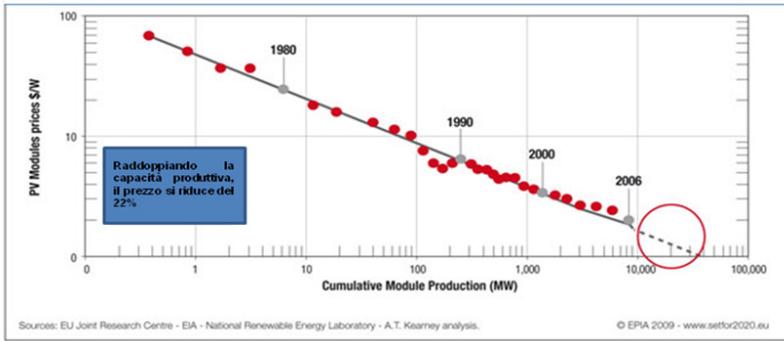


Figura 5-12 Curva di apprendimento del fotovoltaico dal 1976 (\$/W)

Fonte: EPIA

Anche in presenza della crisi durante il 2009, il mercato ha dimostrato un andamento decisamente positivo, senza registrare flessioni pronunciate.

Alcuni esperti sostengono che si è prossimi al raggiungimento della grid-parity per questa tecnologia⁵² (2015 – 2016) un traguardo importante perché rappresenta l'avvenuta competitività con le altre fonti convenzionali (Figura 5-13)

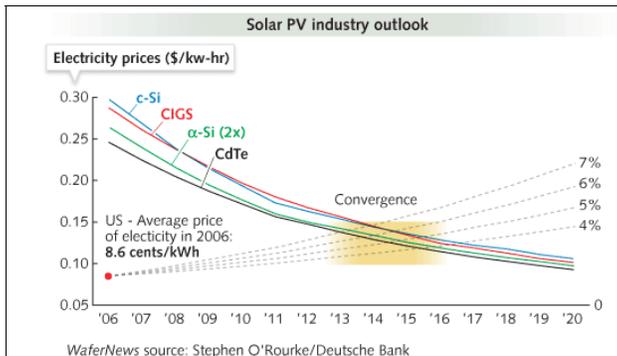


Figura 5-13 "Grid parity" per la tecnologia fotovoltaica

⁵² secondo alcuni esperti in California e in Sicilia la parità è stata già raggiunta.

5.1.2. Previsioni di sviluppo del mercato e dei prezzi

Secondo una previsione dell'EPIA (Associazione dei produttori fotovoltaici Europei), interpellando direttamente i propri associati, la capacità produttiva su tutta la filiera crescerà a tassi del 20 – 30% su base annua, nel breve – medio periodo (2009 – 2013)⁵³ (Figura 5-14)

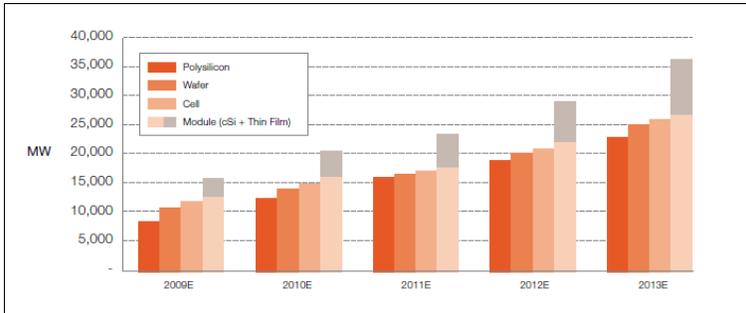


Figura 5-14 Previsione di capacità produttiva fino al 2013

Fonte: EPIA

Come già accennato, la produzione di silicio di grado solare è raddoppiata dal 2005, e il settore ha superato il periodo in cui la scarsità della materia prima ha bloccato i progetti di sviluppo del settore. Inoltre questa situazione ha favorito la ricerca verso tecnologie a minor consumo di silicio (film sottile), permettendo un balzo dal 5% della produzione nel 2005, al 20% nel 2010, con ampie prospettive di crescita (Figura 5-15).

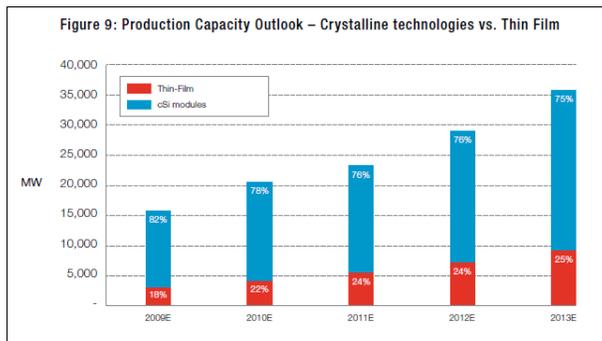


Figura 5-15 Fotovoltaico cristallino e a film sottile: previsioni al 2013

Fonte: EPIA

⁵³ A tal proposito è importante sottolineare che non sempre la capacità produttiva sia equivalente all'effettiva capacità installata.

Questi aspetti, collegati alle nuove strategie di supporto allo sviluppo delle energie rinnovabili, specialmente il pacchetto 20 – 20 – 20 dell’Unione Europea, danno segnali decisamente confortanti.

Sempre uno studio dell’ EPIA ha sviluppato 3 differenti scenari di sviluppo del settore al 2020, illustrando come la tecnologia fotovoltaica sia in grado di contribuire in maniera importante agli obiettivi continentali.

Ipotizzando tre differenti scenari⁵⁴ in Europa, l’attuale sistema industriale potrebbe coprire fino al 12% dei consumi finali di energia elettrica in Europa, raggiungendo la grid parity già nel 2010.



Figura 5-16 Scenario di base

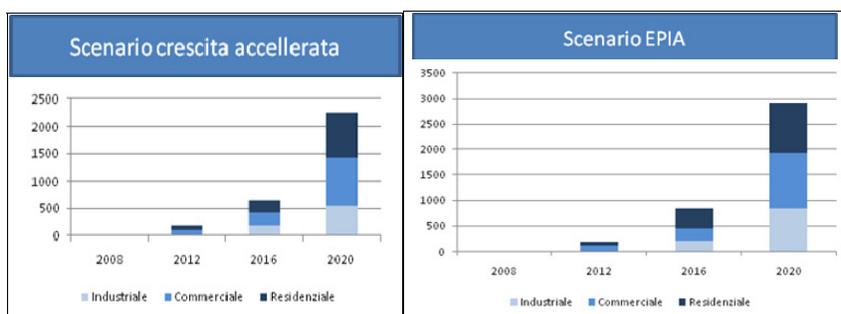


Figura 5-17 Taglia del mercato accessibile alla tecnologia fotovoltaica (TWh di consumi finali di energia in Europa)

Fonte: EPIA - SET For 2020 Report

Lo scenario del 12% prevede inoltre un prezzo del chilowattora FV che nel 2020 potrà essere competitivo con quello che si acquista dalla rete per il 76% almeno del mercato elettrico europeo, con un beneficio economico netto per i paesi dell’UE molto più elevato quanto più grande sarà lo sviluppo del mercato fotovoltaico.

⁵⁴ Scenario base: 4% della domanda di elettricità al 2020 – Scenario crescita accelerata: 6% della domanda di elettricità al 2020 – Scenario EPIA : 12% della domanda di elettricità al 2020

Interessante è l'analisi riguardante i prezzi dei sistemi fotovoltaici, che l'EPIA prevede tenderanno a diminuire, alla luce dell'attuale volume di installazioni, di almeno l'8% l'anno, dimezzando i costi di generazione ogni 8 anni, un risultato che non è atteso per nessun'altra fonte elettrica.

Raggiungere l'obiettivo del 12% vorrebbe anche dire avere un costo inferiore dell'elettricità ai 10cent€/kWh entro il 2020 per gli impianti industriali e sotto i 15cent€/kWh per i sistemi residenziali.

Infine gli scenari di sviluppo della tecnologia fotovoltaica di EREC (Energy Revolution), prevedono, in considerazione del fattore 20% delle curve di apprendimento, uno scenario decisamente interessante al 2020 e al 2050.

I risultati (Tabella 5-4) mettono in evidenza il raggiungimento della grid parity in gran parte del globo nei prossimi 5 dieci anni, ed essere competitiva con i combustibili fossili nel 2050.

	2005	2010	2020	2030	2040	2050
Potenza installata (GW) a livello mondiale	5,2	21	269	921	1.799	2.911
Costi d'installazione (\$/kWp)	6.600	3.760	1,660	1.280	1.140	1.080
Costi di manutenzione (\$/kW _a)	66	38	16	13	11	10

Tabella 5-4 Prospettive a livello mondiale sviluppo del fotovoltaico

Fonte: EREC

5.2. *Eolico*

Fino al 2000, la crescita dimensionale delle turbine ha avuto un andamento esponenziale, con una generale tendenza fra i produttori a introdurre aerogeneratori con diametri sempre crescenti. Negli ultimi tre o quattro anni, anche se c'è ancora un interesse in turbine ancora più grandi per il mercato off-shore, si è evidenziato un rallentamento nella crescita della dimensione delle turbine "on shore" e il mercato si è concentrato sulla gamma 1,5-3 MW, in grado di coprire un'ampia varietà di siti con caratteristiche del vento differenti.

La figura seguente presenta l'andamento per anno della dimensione media di una turbina commerciale per la produzione di energia elettrica. La turbina da un MW di potenza, a livello di prototipo, esisteva già nel 1980.

La Howden 1 MW, installata a Richborough nel Regno Unito, è stato il primo prototipo pronto per la produzione, ma la sua commercializzazione non è mai avvenuta a causa del ritiro della Howden stessa dal business del vento, nel 1988.

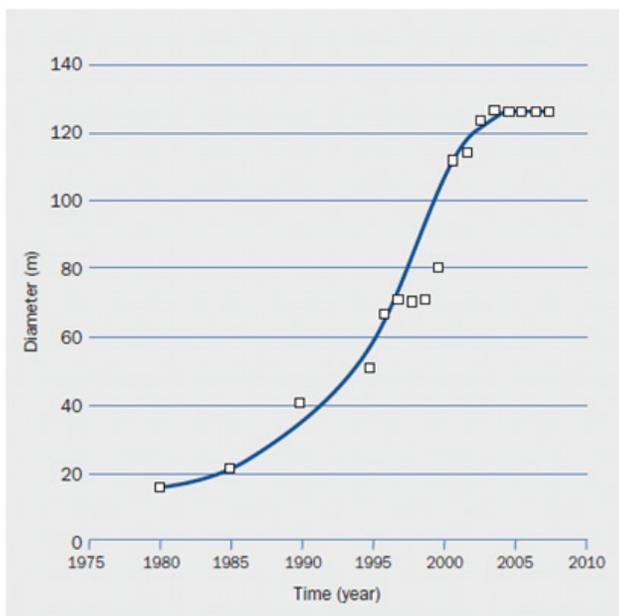


Figura 5-18 Dimensione media dei rotori disponibili sul mercato

Fonte: Garrad Hassan

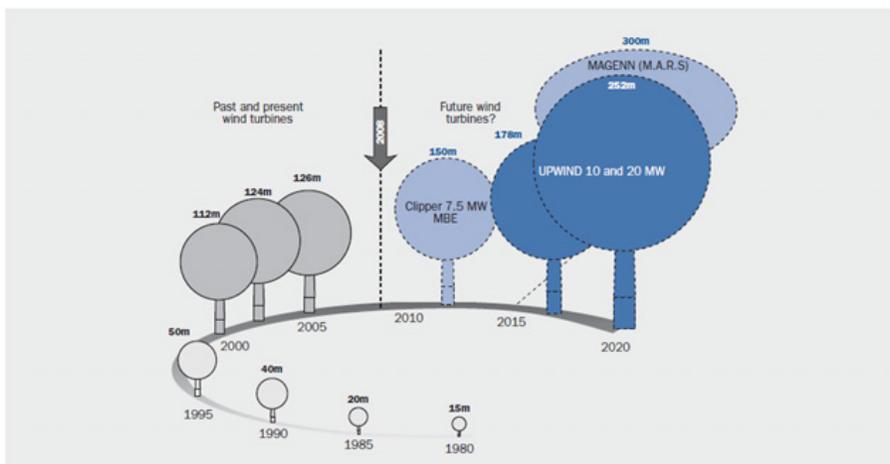


Figura 5-19 Evoluzione della taglia delle turbine presenti sul mercato e previsioni per il futuro

Fonte: Garrad Hassan

Le piccole dimensioni delle prime turbine, per potenze di circa 20-60 kW, rappresentavano chiaramente una taglia non ottimale per l'economia del sistema. Ad oggi, le turbine eoliche di piccole dimensioni (mini e microeolico) restano ancora più costose per kW installato rispetto a quelle di grandi dimensioni, soprattutto se la funzione primaria è quella di produrre energia elettrica da immettere in rete ma, come nel nostro paese, godono spesso di incentivi superiori.

Uno dei motivi all'origine di questa differenza è dovuto all'altezza delle torri, non proporzionale alla potenza per evitare gli ostacoli che il flusso del vento incontra ad altezze inferiori ai 20-30 metri. Ma è soprattutto per le attività di consulenza amministrativa, studio anemometrico, collegamento elettrico alla rete manutenzione che le installazioni mini e micro eoliche presentano costi per kW installato ben superiori ai grandi impianti.

Ad oggi, per impianti localizzati su terraferma, le taglie più utilizzate sono quelle che vanno da 1,5 ai 2 MW, anche se, soprattutto nel nostro paese, sono ancora installate turbine di potenza inferiore, che per regimi di vento leggeri rappresentano ancora il miglior rapporto costi-dimensione effettiva. Il fattore chiave nella continua ricerca per le dimensioni multi-megawatt è stato lo sviluppo del mercato offshore, principalmente per il Nord Europa. Per le applicazioni off-shore, si richiedono infatti turbine più grandi per compensare i costi delle infrastrutture (fondazioni, sistema elettrico e cavidotti per la terraferma), più elevati, che così riescono a mantenere un costo per kW installato simile a quello su terraferma.

Circa il 75% del costo totale dell'energia prodotta da una turbina eolica è legato ai costi sostenuti in fase di installazione. Il costo della turbina, della fondazione, delle apparecchiature elettriche, della griglia di connessione e così via sono tutti costi che vengono sostenuti anticipatamente rispetto al periodo di produzione e quindi di ottenimento dei ricavi, aspetto del resto che è comune a quasi tutte le tecnologie basate su fonti rinnovabili. Ovviamente, i costi del carburante e le variazioni nel tempo di tali costi non hanno alcun impatto sui costi di produzione dell'energia elettrica, contribuendo al massimo a rendere l'investimento più o meno redditizio.

In tal modo, si può definire la turbina eolica, rispetto ai tradizionali impianti di produzione alimentati a combustibili fossili come ad esempio le centrali elettriche a gas, un investimento ad alta intensità di capitale. Una centrale a gas, infatti, contabilizza tra il 40 e il 70% dei costi di produzione dell'energia per il carburante e "*l'operation and maintainance*" della centrale stessa.

Per quanto riguarda la struttura dei prezzi di una turbina eolica, la tabella 1 fornisce un'indicazione per quella di potenza di 2 MW, al momento la taglia più diffusa sul mercato mondiale. Questi dati non rispecchiano pienamente il caso italiano dove le difficoltà burocratiche e amministrative hanno generato un mercato parallelo delle "autorizzazioni a costruire l'impianto" che, moltiplicando i passaggi e allungando il periodo intercorrente tra lo studio anemometrico e l'effettiva costruzione e messa in opera dell'impianto, grava sulla struttura stessa del costo di costruzione e abbassa, almeno apparentemente, i rendimenti dell'investimento.

	Investimento (€1.000/MW)	%
Turbina (franco fabbrica)	928	75,6
Connessione alla rete	109	8,9
Fondazioni	80	6,5
Affitto terreni	48	3,9
Installazione elettrica	18	1,5
Consulenze (sviluppo)	15	1,2
Costi finanziari	15	1,2
Costruzione opere varie accessorie	11	0,9
Sistemi di controllo	4	0,3
TOTALE	1.227	100,0

Tabella 5-5 composizione dei costi per l'installazione di una turbina da 2 MW (€/2006)

I costi di funzionamento e manutenzione (O & M) per un impianto di produzione di energia elettrica situato sulla terraferma sono generalmente stimati tra 1,2 e 1,5 centesimi di euro per ogni kWh prodotto, per tutta la durata di una turbina. Dati spagnoli indicano che meno del 60% di questo importo va alle O & M della turbina e degli impianti, equamente distribuito tra i costi di manodopera e parti di ricambio. Il restante 40% è diviso equamente tra assicurazioni, affitto del terreno e spese generali anche se, come già detto, nel caso italiano questa percentuale aumenta.

I costi totali, per kWh di energia prodotta, calcolati in funzione del regime di vento presso i siti scelti, sono indicati nella figura qui sotto. Come illustrato, i costi variano da circa 7-10 c €/ kWh per siti con bassa velocità media del vento, a circa 5-6,5 c €/ kWh per i siti costieri altamente ventosi, tipici del nord Europa. In media, possiamo stimare circa 7c €/ kWh in un sito con caratteristiche di ventosità normali.

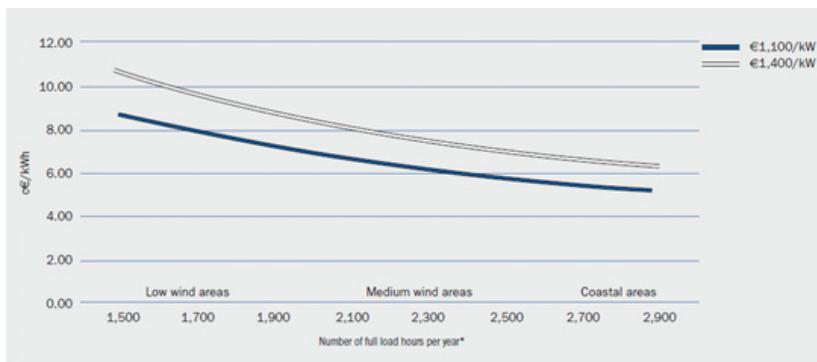


Figura 5-20 Stima dei costi per kWh in funzione dei regimi di vento e del numero di ore equivalenti Fonte: Risø DTU

*Per "ore equivalenti" si intende il numero di ore nel corso di un anno durante il quale la turbina dovrebbe funzionare a piena potenza (cioè il fattore di capacità, moltiplicato per 8.760).

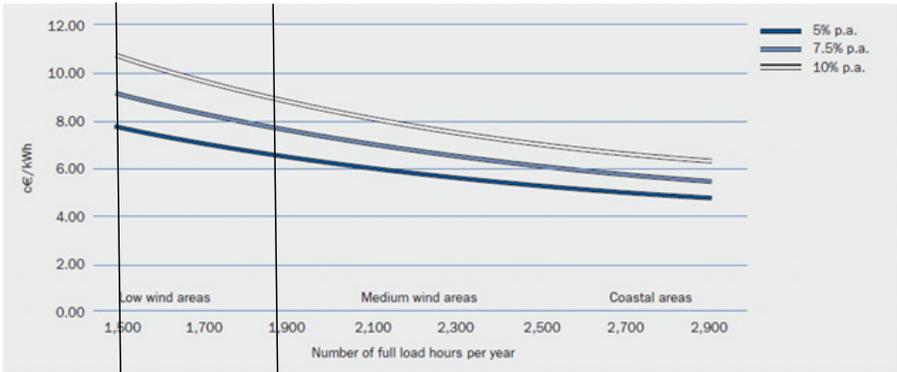


Figura 5-21 Costi dell'energia prodotta in funzione della velocità del vento (numero di ore a pieno carico) e del tasso di sconto annuale con un costo dell'installazione pari a 1.225 €/ Kw Fonte: Risø DTU

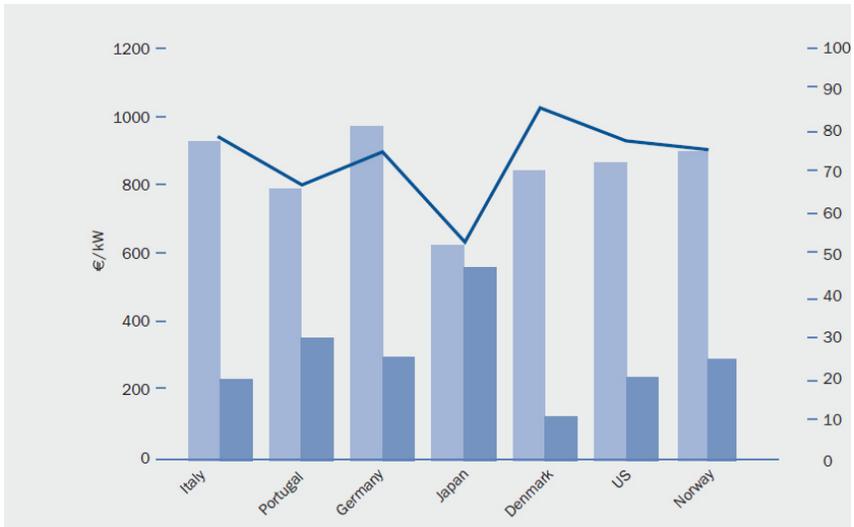


Figura 5-22 Costo della turbina e costi aggiuntivi per le fondazioni e la connessione alla rete, calcolati per kW in alcuni Paesi (asse sinistro) e percentuale del costo della turbina sul totale (asse destro) Fonte: Risø DTU



Legenda figure Figura 5-21 e Figura 5-22

Il grafico della figura precedente non rispecchia in modo veritiero la situazione giapponese, a causa del differente sistema di contabilizzazione dei costi e il caso italiano dove le difficoltà burocratiche e amministrative hanno generato un mercato parallelo delle “autorizzazioni a costruire l'impianto” che, moltiplicando i passaggi e allungando il periodo intercorrente tra lo studio anemometrico e l'effettiva costruzione e messa in opera dell'impianto, grava sulla struttura stessa del costo di costruzione e abbassa, almeno apparentemente, i rendimenti dell'investimento.

Il rapido sviluppo europeo e mondiale di capacità installata ha avuto una forte influenza sul costo dell'energia eolica negli ultimi 20 anni che ha visto i prezzi scendere di molto ma non ha ancora raggiunto una vera competitività verso le fonti tradizionali.

Tra il 2001 e il 2004, ad esempio, il mercato mondiale degli aerogeneratori ha vissuto un periodo di crescita inferiore alle aspettative e questo creò un surplus di turbine disponibili sul mercato. Di conseguenza, il prezzo al kW installato dell'eolico calò fino a raggiungere i 7-800 euro per alcuni progetti. Nei successivi quattro anni, fino al 2008, la domanda mondiale ha vissuto al contrario un periodo di forte crescita, con una media annua del 30-40%. Questo trend di crescita, combinato all'incremento del costo delle materie prime ha determinato un innalzamento del prezzo al kW di cui hanno beneficiato quasi esclusivamente i produttori di aerogeneratori.

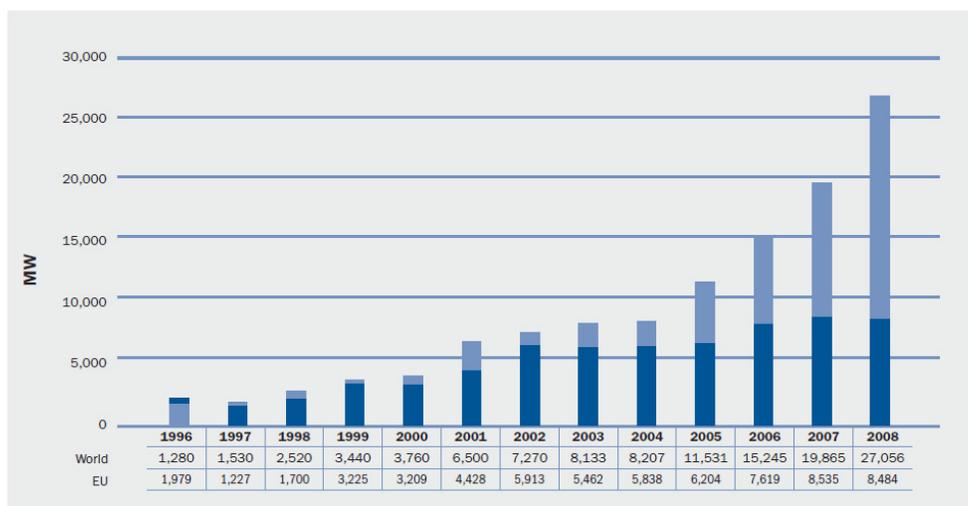


Figura 5-23 Andamento del mercato mondiale dell'eolico

Fonte GWEC EWEA

La figura successiva riporta la panoramica del mercato europeo dell'eolico in Europa nel 2009. In totale, sono stati installati 10.526 MW, quasi totalmente all'interno dell'UE. Di questi, 9.581 sono stati installati su terraferma e 582 offshore. Il mercato “onshore” ha registrato una crescita del 21% rispetto al 2008 mentre quello “offshore” del 56%.

In totale, il settore eolico ha generato investimenti per circa 13 miliardi di euro, anch'essi in forte crescita nonostante la difficile congiuntura economico-finanziaria.



Figura 5-24 MW da fonte eolica installati in Europa nel 2009

Fonte EWEA

La Commissione Europea, nel documento “Renewable Energy Roadmap” ha ipotizzato un costo medio per kW installato nel 2007 (con prezzi 2006) di 948 euro. Per il futuro ha stabilito una discesa di tale costo fino a 826 euro per kW nel 2020 e 788 euro per kW installato al 2030. Una delle assunzioni principali è stata quella di ipotizzare un mercato, inteso come bilanciamento tra domanda e offerta, più stabile di quello attuale caratterizzato da forti oscillazioni che si ripercuotono sui prezzi.

In uno scenario condiviso con l’associazione europea di produttori di tecnologie per l’eolico (EWEA), prevede fino al 2030 gli investimenti illustrati nella figura successiva.

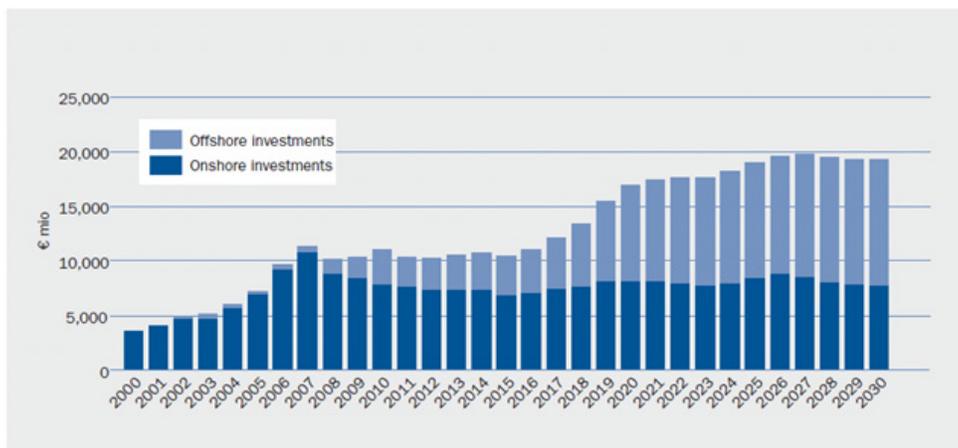


Figura 5-25 Investimenti storici e previsti 2000-2030 (milioni di euro)

Fonte EWEA Commissione Europea

5.2.1. Analisi degli scenari possibili di sviluppo dell'energia eolica

Nel corso degli ultimi anni si è registrato in Italia un forte incremento della capacità di generazione da fonti rinnovabili, e questo è avvenuto in particolare nel settore dell'eolico, dove, dopo un incremento medio annuo di circa 100 MW/anno di nuove realizzazioni nel periodo 2000-2003, si è passati a una rapida espansione degli impianti che vengono connessi alla rete elettrica, come illustrato nelle figure seguenti.

Al 31 ottobre 2009, Terna ha dichiarato che il totale di domande di connessione alla RTN per circa 90.000 MW di rinnovabili e, per le sole centrali eoliche, ha previsto un incremento di oltre il 120% dell'installato, dagli attuali circa 4.300 MW a circa 9.600 MW entro il 2013.

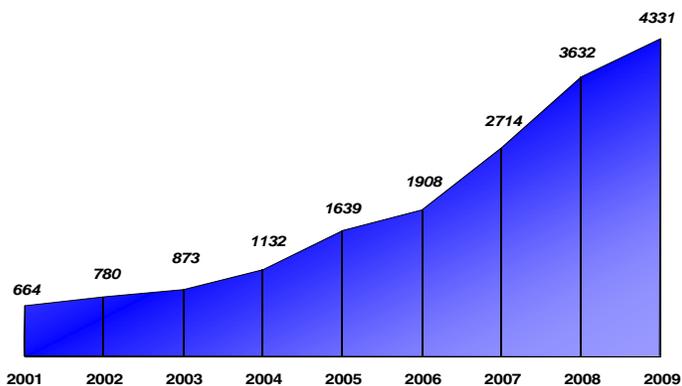


Figura 5-26 Potenza eolica installata in Italia
 Fonte Terna SpA (aggiornato al 31 ottobre 2009)

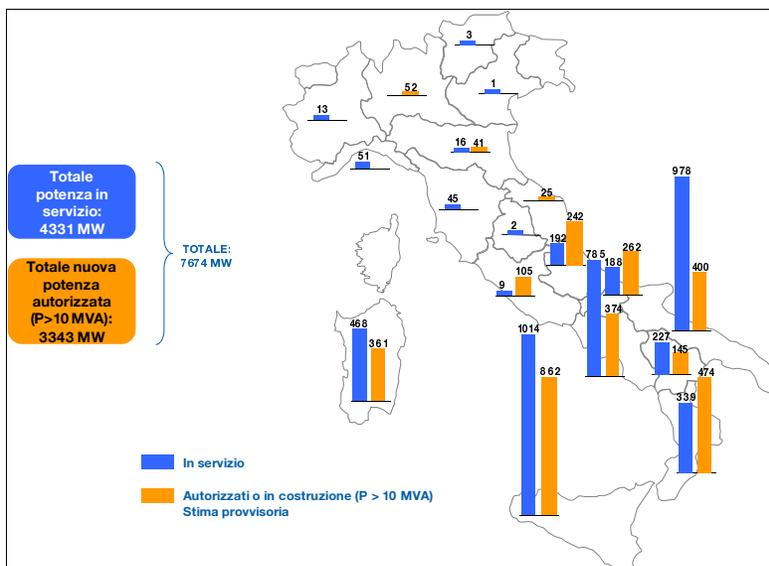


Figura 5-27 Impianti di produzione da fonte eolica in servizio o autorizzati
 Fonte Terna SpA (aggiornato al 31 ottobre 2009)

La particolarità del caso italiano, richiamata in sede di analisi dei costi, si può evincere anche dalla figura seguente in cui si illustra il numero di richieste pervenute a Terna Spa per l'allaccio alla rete elettrica nazionale di impianti eolici. Questo valore non è indice concreto delle future realizzazioni in quanto l'iter autorizzativo degli impianti, particolarmente complesso nel nostro paese e con caratteristiche differenti da Regione a Regione, determina comunque un'elevata "mortalità" dei progetti presentati.

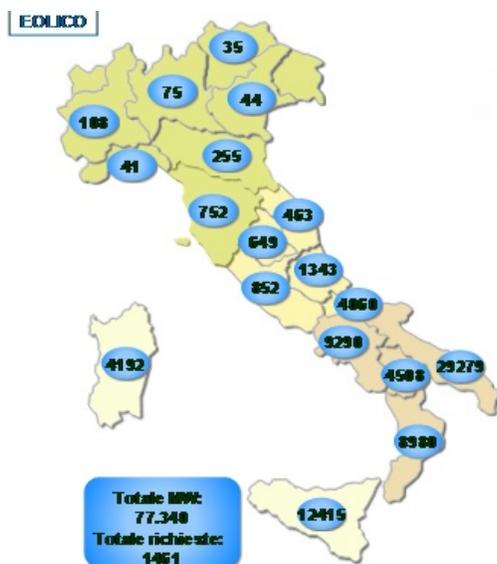


Figura 5-28 Richieste di connessione attive al 31 ottobre 2009

Sempre secondo il gestore della rete nazionale di trasmissione, la previsione di potenza installata per impianti eolici, esclusivamente per quelli in allaccio in alta tensione, vale a dire le "wind farm", sarà pari a 9.600 MW nel 2013, come illustrato nella successiva figura.

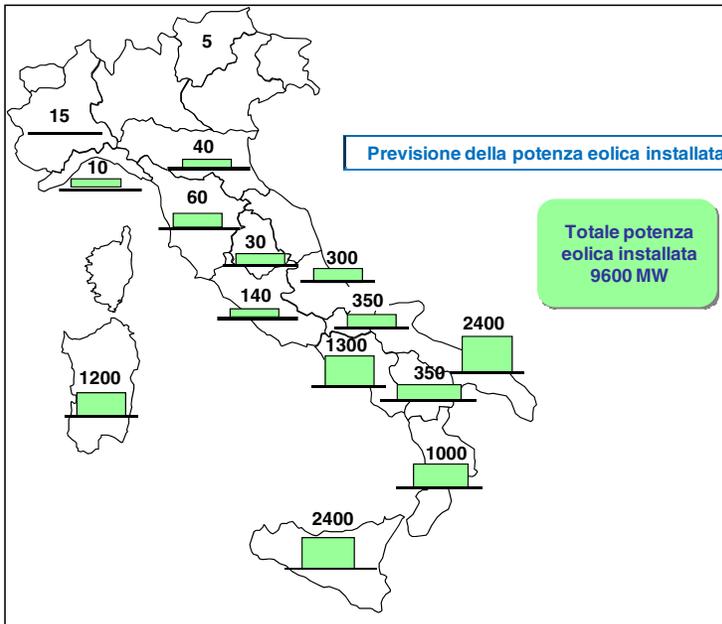


Figura 5-29 Previsione della potenza eolica installata in Italia al 2013

Per consentire ai nuovi impianti di immettere in rete l'energia che sarà prodotta, si stanno pianificando per l'orizzonte temporale 2009-2018 investimenti di sviluppo della RTN, quantificabili in circa 6 miliardi di euro. Circa metà di tali investimenti saranno concentrati nel Sud Italia, perseguendo anche lo sfidante obiettivo di fare del Meridione l'*hub* elettrico attraverso la realizzazione di nuove linee di interconnessione con l'area dei Balcani, con il conseguente incremento della capacità di interconnessione e le concrete possibilità per il nostro Paese di diversificare le fonti di approvvigionamento.

Il sistema elettrico nel Sud Italia, infatti, risente fortemente dell'attuale scarsa ramificazione della rete di alta e altissima tensione, fattore che determina il continuo verificarsi di congestioni e considerevoli perdite di energia in rete, con bassi livelli di qualità del servizio di fornitura dell'energia elettrica.

Lo scenario di crescita italiano si inserisce in un contesto europeo, con gli obiettivi vincolanti che il nostro paese dovrà comunicare entro giugno di quest'anno per rispondere a quanto richiesto dalle nuove direttive europee.

Il "Libro Bianco" della Commissione Europea sulle fonti rinnovabili riportava per il 2010 un obiettivo per la fonte eolica di 40 GW installati. Tale valore è stato raggiunto nel 2005 e, al 2010, l'eolico rappresenterà il 53% della produzione di energia da fonti rinnovabili.

Questa fonte ha raggiunto e superato tutti gli obiettivi che i 15 Stati Membri si erano imposti con la Direttiva 77/2001. L'Associazione europea dei produttori di tecnologie eoliche, monitorando gli andamenti anno per anno ha sempre rivisto al rialzo le stime di installazione e produzione, fino a formularne di estremamente ambiziose per il 2020 e per il 2030.

Nella figura seguente si riporta l'evoluzione dei principali scenari ipotizzati per l'energia eolica, dalla Commissione Europea, dalla EWEA e dalla IEA.

	1995	2000	2005	2008	2010	2015	2020	2025	2030
European Commission scenarios									
EC 1996		4	6		8	10	12		
EC 1999			15		23		47		
EC 2003					70		95		120
EC 2004					73		104		135
EC 2006					79	104	129	166	185
EC 2008					71	92	120	137	146
IEA scenarios									
IEA 2002					33		57		71
IEA 2004					66		131		170
IEA 2006					68	106	150		217
IEA 2008						140	183	211	232
EWEA targets									
EWEA 1997					40				
EWEA 2000					60		150		
EWEA 2003					75		180		
EWEA 2007					80	125	180	240	300
EWEA 2009					82.5	143	230	324	400
Actual market	3	13	41	65					

Tabella 5-6 Valutazione degli scenari per l'eolico nell'Unione Europea a 27 di Commissione Europea (EC), IEA e EWEA, suddivisi per anno di formulazione

Dalla tabella si evincono le grandi differenze tra previsioni e valori registrate e come la grande crescita reale dell'eolico le renda difficoltose anche per il futuro.

In conclusione si riportano le previsioni più aggiornate e si sottolinea comunque che, considerando ancora lontano il punto di equilibrio tra costi sostenuti per la produzione da fonte eolica e prezzo praticato dai produttori di energia da fonte fossile, le variabili che permetteranno ancora una crescita esponenziale delle installazioni eoliche sono quelli già affermati nella Direttiva europea 77 del 2001, vale a dire il superamento delle barriere economiche e burocratiche a tutt'oggi ancora presenti sul mercato.

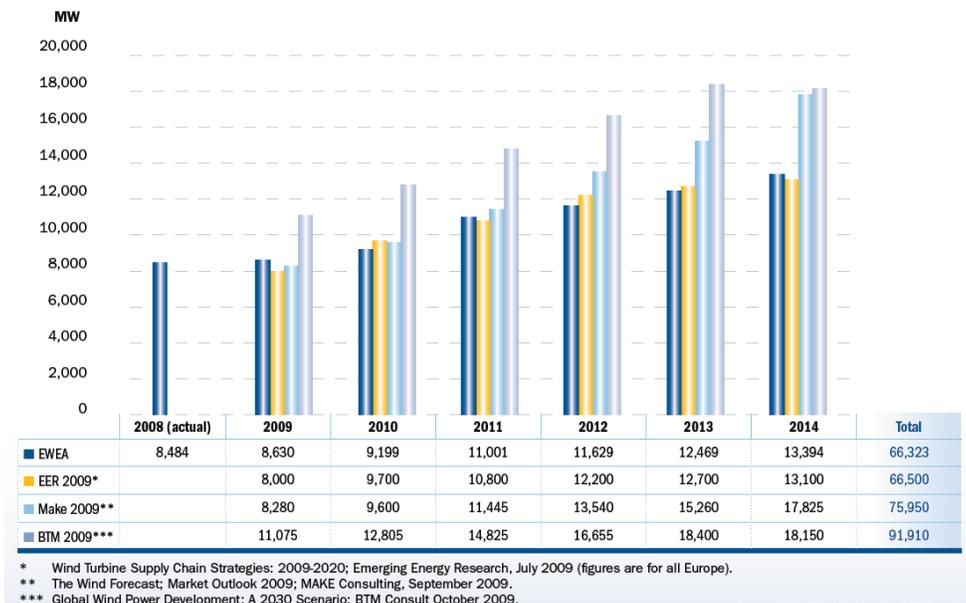


Tabella 5-7 Principali scenari di crescita per l'eolico in Europa espressi in migliaia di MW per anno.

Fonte: EWEA, BTM Consult e MAKE consulting

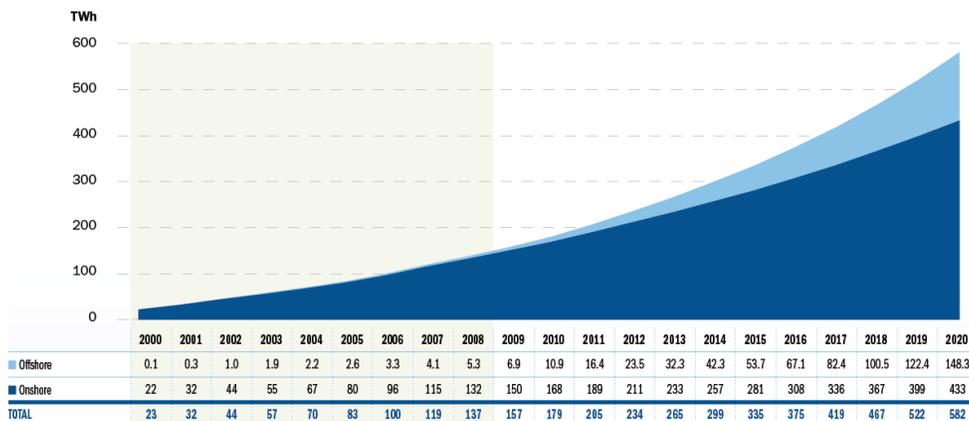


Figura 5-30 Scenario EWEA di crescita della produzione di energia elettrica da fonte eolica al 2020

5.2.2. aggiornamento al 2009 per l'energia eolica

	2008	2009	Puissance installée en 2009 Capacity installed in 2009	Mises hors service en 2009 Decommissioned in 2009
European Union	65 172,3	74 800,2	9 739,1	111,2
Rest of Europe	1 022,0	1 385,0	363,0	0,0
Total Europe	66 194,3	76 185,2	10 102,1	111,2
United States	25 237,0	35 159,0	9 922,0	0,0
Canada	2 369,0	3 319,0	950,0	0,0
Total North America	27 606,0	38 478,0	10 872,0	0,0
China	12 104,0	25 104,0	13 000,0	0,0
India	9 655,0	10 926,0	1 271,0	0,0
Japan	1 880,0	2 056,0	178,0	2,0
Other Asian countries	633,0	823,0	190,0	0,0
Total Asia	24 272,0	38 909,0	14 639,0	2,0
Rest of the world	2 931,0	4360,0	1 429,0	0,0
Total world	121 003,3	157 932,2	37 042,1	113,2

Figura 5-31 Stima della potenza eolica installata nel mondo a fine 2009 (MW)

Fonte: Euroobserver, GWEC, AWEA

Il mercato mondiale dell'eolico non ha risentito della crisi economica ma, al contrario, ha registrato un incremento nella potenza installata ben superiore alle previsioni, con un valore che ha raggiunto i 37 GW in un solo anno.

Per quanto riguarda i mercati, quasi la metà del totale installato è attribuibile all'Asia che ha registrato un incremento di 14,7 GW (13 GW in Cina). Altrettanto interessante è stata la crescita del mercato nord americano, con una crescita di 10,872 GW (di cui 10 negli Stati Uniti) e un valore totale che è ora di 38,47 GW. L'Europa, con oltre 76 GW installati resta ancora il primo mercato mondiale, anche se nel 2009 la sua crescita è stata di poco inferiore a quella nordamericana.

Per quanto riguarda i produttori, accanto ai tradizionali produttori nordeuropei il 2009 vedrà un forte ritorno della General Electric americana, che ha beneficiato dell'Energy Act del presidente Obama, e che consoliderà la sua crescita grazie alle gigantesche wind farm in costruzione in Texas e Oregon. È interessante notare la sempre più importante presenza di industrie asiatiche che, anche grazie agli investimenti produttivi in Cina della Vestas, si apprestano a diventare i principali produttori mondiali di componenti.

Azienda	Paese	MW prodotti 2008	% 2008	Fatturato 2009	Previsione 2009	Forza lavoro 2009
Vestas	Danimarca	6160	19,2	6035	6131	20730
GE Wind	USA	5239	16,4	Nd	Nd	3000
Gamesa	Spagna	3684	11,5	3651	3300-3600	7200
Enercon	Germania	2806	8,8	2800	3100-3300	12000
Suzlon	India	2311	7,2	2113	1900-2100	14000
Siemens Wind	Germania	1947	6,1	2092	2500	5500
Sinovel	Cina	1403	4,4	Nd	3300	2000
Acciona	Spagna	1290	4,0	1784	Nd	629
Goldwind	Cina	1132	3,5	Nd	Nd	1130
Nordex	Germania	1075	3,4	1136	Nd	2200

Tabella 5-8 Principali produttori mondiali di eolico

La crescita del settore eolico ha contribuito alla diminuzione del costo di produzione del kWh. In ogni caso non è ancora possibile ricorrere all'energia eolica senza beneficiare di incentivi pubblici alla produzione, che in effetti sono presenti in tutti o quasi i mercati più importanti.

La figura seguente descrive gli incentivi europei alla produzione di energia da fonte eolica.

		Éolien terrestre Onshore wind power			Éolien maritime Offshore wind power			Prix de marché à ajouter Market prices to add
Types de systèmes Support schemes		Durée du contrat Contract duration	2009	2010	Durée du contrat Contract duration	2009	2010	
Germany ¹	Tarif d'achat Feed-in Tariff	5 premières années 5 first years	9,2	9,11	12 premières années 12 first years	13	13	no
	Tarif d'achat Feed-in Tariff	année 6 à 20 year 6 to 20	5,02	4,97	année 13 à 20 year 13 to 20	3,5	3,5	no
Spain ²	Tarif d'achat Feed-in Tariff	Année 1 à 20 year 1 to 20	7,32	7,32				no
	Tarif d'achat/ Feed-in Tariff	Après 20 ans after 20 years	6,12	6,12				no
	Prime d'entrée + prix du marché/Feed-in premium + market price	20 ans 20 years	7,13 (min.) to 8,49 (max.)	7,13 (min.) to 8,49 (max.)	20 ans 20 years	8,43 (min.) to 16,4 (max.)	8,43 (min.) to 16,4 (max.)	Inclus Included
Italy	Certificat vert (CV) Green certificate (GC)		8,89 (Valeur d'un CV/GC value 88,91€/MWh)	n.a.		-	-	yes
France	Tarif d'achat Feed-in Tariff	année 1 à 10 year 1 to 10	8,2	8,2	année 1 à 10 year 1 to 10	13	13	no
	Tarif d'achat Feed-in Tariff	année 11 à 15 (dépendant du facteur charge) year 11 to 15 (depending the load factor)	2,8-8,2	2,8-8,2	année 11 à 20 (dépendant du facteur charge) year 11 to 20 (depending the load factor)	3,0-13	3,0-13	no
United Kingdom	Certificat d'obligation d'achat (prix de marché moyen)/Renewable Obligation Certificate ROCs (average market price)		5,9-5,2 ³ (1 ROCs/MWh)	n.a.		11,8-10,43 ³ (2 ROCs/MWh)	n.a.	yes
Portugal	Tarif d'achat (valeurs 2008)/Feed-in Tariff (values 2008)	15 ans 15 years	7,4 - 7,5	7,4 - 7,5		n.a.	n.a.	no
Denmark	Prime ajoutée au prix d'achat/Purchase price subsidy	22 000 heures (environ 10 ans) 22 000 hours (around 10 years)	3,3	3,3		Appel d'offres Tender	Appel d'offres Tender	yes
Austria	Tarif d'achat Feed-in Tariff	10+2 ⁴	7,53	n.a.		-	-	no
Netherlands	Prix de référence SDE ⁵ SDE ⁵ reference price	15	9,41	9,41		Appel d'offres Tender	Appel d'offres Tender	no
	Prix de référence SDE ⁵ (turbines > 6 MW) SDE ⁵ reference price (> 6 MW turbines)	15	-	9,61		Appel d'offres Tender	Appel d'offres Tender	no

n.a.: Non disponible. Not available. = Ne s'applique pas (pas de politique ou pas de potentiel). Does not apply (i.e. in the case of no policy or no potential).
¹En Allemagne, les tarifs d'achat peuvent être modulés durant les premières années d'exploitation (5 ans pour le terrestre et 12 ans pour l'offshore), pour les installations à faible rendement (éolien terrestre) ou selon la distance à la côte et de la profondeur de l'eau (éolien offshore). La nouvelle loi EEG 2009 valorise également la rémunération des turbines équipées de système fournissant un service pour le réseau. Les nouvelles turbines équipées de ce système peuvent prétendre à un tarif d'achat augmenté de 0,5 c€/kWh. Les turbines déjà installées peuvent prétendre à une augmentation de 0,2 c€/kWh, à condition que l'équipement soit opérationnel avant 2011. In Germany the first years of operation (5 years for onshore and 12 years for offshore) can have a different level of FIT, depending on lower yield (onshore wind) or distance to coast or water depth (offshore wind). The new feature of the 2009 EEG is that wind turbines should be able to provide system services to the electricity grid in case of congestion. The initial fee for new turbines has been increased by 60.05/kWh. Existing turbines equipped with the system services equipment, attract a bonus of 60.05/kWh (provided that the equipment is operational before 2011).
²En Espagne, les opérateurs peuvent choisir entre deux systèmes, un système de tarif d'achat ou un bonus ajouté au prix de marché, le total étant encadré. Spain: operators can choose between a set feed-in tariff and a bonus added to the market price, within a fixed ceiling. La valeur d'un ROCs sur le marché a varié durant l'année 2009 entre 51,81 € et 45,52€. The ROCs market value varied between 51.81 and 45.52 during 2009.
³En Autriche, l'année 11 et l'année 12 ont des tarifs d'achats réduits. Austria: Year 11 and year 12 have reduced FIT.
⁴A corriger rétroactivement en fonction du prix de vente de l'électricité sur le marché de gros. Adjusted retroactively to the wholesale price. Source: EurObserv'ER 2010.

Figura 5-32 Quadro degli incentivi per l'eolico in Europa

Fonte Eurobserv'er

5.3. *Biomasse*

Bioenergia è un termine generalmente usato senza una definizione specifica; di solito si riferisce alla produzione di energia da biomasse.

Secondo la Direttiva Europea 28 del 2009, la biomassa è definita come [...] *“la frazione biodegradabile dei prodotti, rifiuti e residui di origine biologica provenienti dall'agricoltura (comprendente sostanze vegetali e animali), dalla silvicoltura e dalle industrie connesse, comprese la pesca e l'acquacoltura, nonché la parte biodegradabile dei rifiuti industriali e urbani.”* Bioliquidi *“i combustibili liquidi per scopi energetici diversi dal trasporto, compresi l'elettricità, il riscaldamento ed il raffreddamento, prodotti a partire dalla biomassa”*. Biocarburanti *“i carburanti liquidi o gassosi per i trasporti ricavati dalla biomassa”*.

Nel 2006 l'utilizzo globale della biomassa ha rappresentato 1.186 Mtep, quasi il 10% della fornitura totale di energia primaria⁵⁵. Di questo, solo il 7% è utilizzato per produrre energia elettrica. Ciò è dovuto al fatto che, nonostante il ruolo chiave nel settore dell'energia, la biomassa viene utilizzato per il 60% nelle applicazioni a bassa tecnologia, soprattutto per riscaldamento e cottura. L'utilizzo tradizionale di biomassa rappresentava il 19% del loro consumo totale di energia primaria, nel 2004.

Per quanto riguarda il nostro paese, che si inserisce nel contesto europeo e in quello più ampio dei paesi industrializzati, proprio il far parte dell'UE determina una serie di attività e obiettivi riguardo alle bioenergie che stanno determinando la crescita dell'intero settore ma anche una serie di problematiche da affrontare. La valorizzazione energetica delle biomasse è altresì uno dei punti di riferimento della strategia nazionale per la riduzione delle emissioni dei gas climalteranti, in particolare di anidride carbonica, nell'ambito degli impegni internazionali come i sopradescritti.

Per tracciare un bilancio sintetico del settore delle bioenergie è opportuno tuttavia suddividere il mondo delle biomasse almeno in tre filiere principali:

- **Biomasse solide**, costituite principalmente da prodotti o residui forestali a matrice legnosa, destinati a combustione per la generazione di energia termica ed elettrica;
- **Biogas** generato principalmente dalla digestione di residui o colture agricole e reflui zootecnici e destinato alla produzione di energia.
- **Biocombustibili liquidi**, che includono oli vegetali destinati a combustione e biocarburanti per autotrazione.

In ogni caso, le tecnologie alimentate a biomasse, al contrario delle altre fonti rinnovabili, basano la convenienza economica degli investimenti e quindi lo sviluppo del settore, sulla disponibilità di materia prima trasformabile in energia: il prezzo di acquisto e la disponibilità di biomassa sul mercato devono essere previsti e determinati al momento della decisione di effettuare un investimento e questo aumenta l'incertezza e il rischio. La dottrina economica ci insegna che l'aumento del rischio legato a un investimento comporta una remunerazione più alta sia dell'imprenditore che dei

⁵⁵ IEA “World Energy Outlook” 2008.

soggetti finanziatori. Il tutto si ripercuote quindi sul costo associato all'investimento stesso che deve inoltre rientrare in un tempo minore.

5.3.1. La situazione attuale del mercato

Biomasse solide

La filiera delle biomasse ligneo-cellulosiche è la più diffusa e consolidata sul territorio nazionale e costituisce storicamente una delle principali fonti per la produzione di energia rinnovabile. Le biomasse legnose hanno tuttavia visto negli ultimi anni un incremento dei costi di produzione che rischia di compromettere la redditività della filiera. Questo incremento dei costi ha determinato un massiccio ricorso alle importazioni, sia dai paesi dell'Europa dell'est che, nel caso dei biocombustibili liquidi, dal sud est asiatico e dall'America del sud.

A livello europeo, la crisi economica e finanziaria non ha interrotto la crescita nella produzione di energia da biomassa.

La Produzione di energia primaria negli Stati membri dell'Unione europea è aumentata dal 2008 al 2009 del 2,3%, che rappresenta un guadagno di 1,5 milioni di tonnellate equivalenti di petrolio rispetto al 2007. La crescita è stata particolarmente marcata nel settore dell'elettricità, che ha aumentato la produzione del 10,8% rispetto al 2007, 5,6 TWh⁵⁶. Va sottolineata comunque la presenza di numerosi e forti incentivi per il settore; in Italia, per la produzione di energia elettrica, si possono ottenere i Certificati Verdi o la tariffa onnicomprensiva, a seconda della taglia dell'impianto.

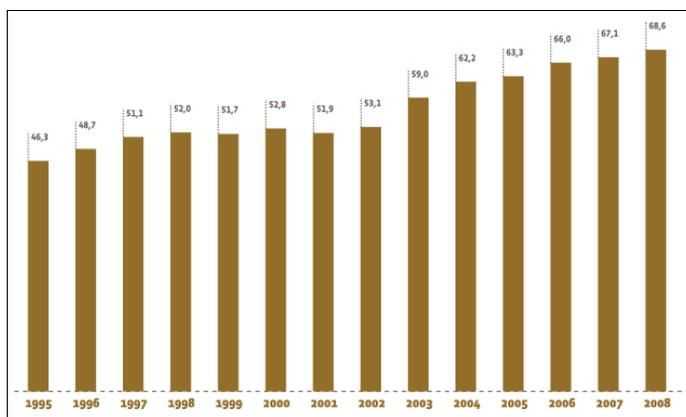


Figura 5-33 Evoluzione della produzione di energia primaria nella UE a 27 (1995-2008*) in Mtoe

Fonte: Eurostat

⁵⁶ Eurobserv'ER 2009

	Totale 2007	Totale 2008	Legno (08)	Scarti le- gname (08)	Materiale organico e rifiuti (08)	Black liquor (08)
Austria	3,743	3,934	1,448	1,114	0,755	0,616
Belgio	0,540	0,654	0,273	0,278	0,069	0,034
Bulgaria	0,709	0,750	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Cipro	0,011	0,011	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Danimarca	1,464	1,389	0,598	0,142	0,650	
Estonia	0,731	0,750	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Finlandia	7,238	7,146	1,838	1,855	0,019	3,433
Francia***	8,545	8,959		7,887	0,267	0,805
Germania	9,759	10,311		9,981		0,330
Grecia	1,005	0,873	0,627		0,246	
Irlanda	0,171	0,165	0,015	0,101	0,050	
Italia	1,707	1,911	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Lettonia	1,532	1,468	0,866	0,601		
Lituania	0,732	0,765	0,352	0,413		
Lussemburgo	0,015	0,016	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Malta	0	0,002			0,002	
Olanda	0,779	0,893	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Polonia	4,709	4,739	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Portogallo	2,808	2,785	2,552	0,102		0,131
Regno Unito	1,006	0,998	0,301	0,171	0,526	
Repub. Ceca	1,948	1,961	1,029	0,635	0,034	0,263
Romania	3,304	3,400	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Slovacchia	0,484	0,525	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Slovenia	0,429	0,469	0,460		0,009	
Spagna	4,232	4,339	2,636	0,295	1,202	0,205
Svezia	8,441	8,303	0,944	4,133		3,246
Ungheria	1,146	1,194	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Totale UE	67,188	68,709				

Tabella 5-9 Produzione di energia primaria a partire dalla biomassa solida nei paesi dell'UE nel 2008 (Mtoe)

Fonte EuroBserv'ER 2009

Note: * le importazioni e le esportazioni non sono incluse; **per il 2008 i valori non sono definitivi; ***include i dipartimenti fuori Europa

L'incentivo dato alla produzione di energia da biomasse, stimola gli investitori alla realizzazione di impianti; le economie di scala fanno sì che questi impianti assumano le maggiori dimensioni possibili, per diminuire i costi di impianto (amministrativi e tecnologici) e di esercizio.

I dati forniti dal Gestore dei Servizi Energetici nel Rapporto "Incentivazione delle fonti rinnovabili" (aggiornati al 29 giugno 2009) sono esplicativi a riguardo: gli impianti a biomassa con potenza inferiore a 1 MW, entrati in esercizio tra l'1 gennaio 2008 e il 29 giugno 2009, sono 40, pari a una potenza complessiva di 24 MW e una produzione di 172 GWh; mentre gli impianti a biomassa con potenza superiore a 1 MW, entrati in esercizio nello stesso periodo, sono 27, pari a una potenza complessiva di 493 MW e una produzione di 3.693 GWh.

A fronte di questi numeri, il fabbisogno di biomasse non sempre è coperto da disponibilità locali. I costi di trasporto (anche e soprattutto ambientali) dovrebbero essere sempre considerati, anche in sede di valutazione amministrativa.

Troppo spesso, infatti, a fronte di un costo del legno "in piedi" molto basso, i costi di potatura, raccolta e trasporto verso il luogo di utilizzo rendono conveniente il ricorso all'acquisto di grandi quantitativi di biomasse provenienti dall'emisfero meridionale o dal sud est asiatico oppure orientano la scelta verso tecnologie alimentate a biocombustibili sempre di provenienza estera. Questo tipo di approccio, ovviamente, non contribuisce a migliorare gli impatti ambientali della produzione energetica ma, al contrario, rende difficoltoso districarsi tra ciò che rappresenta un'azione di tutela ambientale e quello che è invece un comportamento esclusivamente speculativo. A tal fine, nel febbraio del 2010, la Commissione Europea ha adottato una relazione sui requisiti di sostenibilità per l'uso delle biomasse solide e del biogas per la produzione di energia elettrica, riscaldamento e raffreddamento. La relazione contiene raccomandazioni sui criteri di sostenibilità che dovranno essere utilizzati dagli Stati membri che desiderano introdurre un regime a livello nazionale, al fine di evitare gli ostacoli per il funzionamento del mercato interno per la biomassa.

In sintesi, gli aspetti da considerare riguarderanno:

1. La sostenibilità della produzione (gestione del territorio, la coltivazione e la raccolta)

Nell'Unione europea, anche se la biomassa proviene per la maggior parte dai residui delle foreste europee e dai residui di lavorazione e le strutture di gestione delle foreste sono forti, i rischi attuali di sostenibilità sono considerati bassi ma gli ambiziosi obiettivi al 2020 possono generare delle forti pressioni ambientali sulle zone extraeuropee.

2. Contabilizzazione dell'uso del suolo, dei cambiamenti nell'uso dei terreni e della silvicoltura
La deforestazione, il degrado delle foreste e una serie di altre pratiche può comportare una significativa perdita di carbonio terrestre e / o di cambiamenti significativi in termini di produttività (ad esempio le pratiche di raccolta che danno luogo a rimozione eccessiva di stame o monconi delle foreste).

Emissioni relative alla destinazione dei suoli, cambiamenti nell'uso dei terreni e della silvicoltura (LULUCF), sono segnalati da tutti i paesi "Allegato 1" della Convenzione quadro sui cambiamenti climatici (UNFCCC). La gestione sostenibile delle foreste può accrescere il contributo positivo di

sequestro del carbonio, viceversa una politica di supporto all'uso delle biomasse può interagire negativamente con tali attività, determinando di fatto un incremento delle emissioni.

3. Analisi del ciclo di vita delle performance dei gas a effetto serra

I potenziali benefici ambientali, anche in termini di risparmio di gas serra che possono essere ottenuti nella sostituzione dei combustibili fossili con biomassa, sono una delle principali forze motrici per la promozione della bio-energia. Il Life Cycle Assessment (LCA) è considerato il metodo più appropriato per valutare le prestazioni in termini di gas serra della bio-energia rispetto alle alternative fossili. Il saldo di gas a effetto serra si differenzia a seconda del tipo di materia prima, le variazioni degli stock di carbonio a causa del cambiamento nell'uso del suolo, il trasporto, la trasformazione delle materie prime e le tecnologie di conversione per produrre calore o elettricità.

A titolo esemplificativo, si riportano i risultati di uno studio del Joint Research Center dell'UE sui risparmi di GHG ottenibili dai diversi tipi di biomassa.

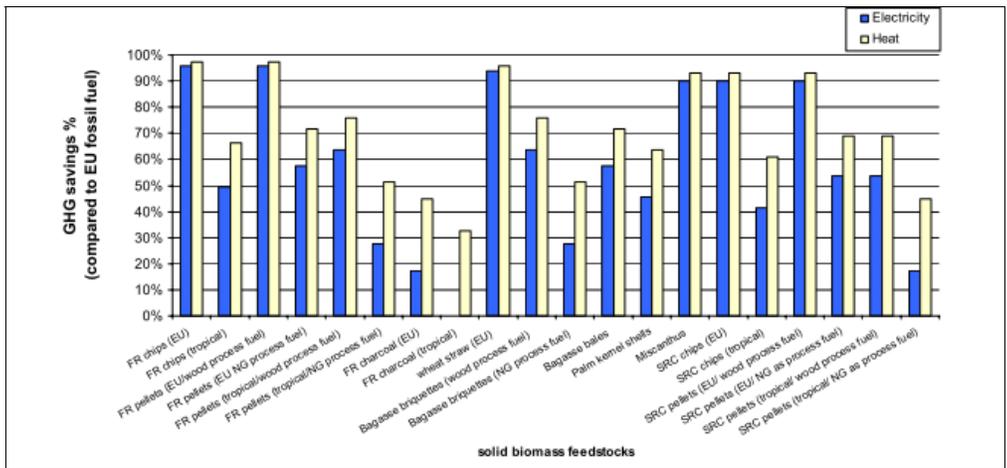


Tabella 5-10 Contributo alla riduzione dei GHG per tipologia di biomassa solida rispetto ai combustibili fossili

I risultati confermano la sostanziale inefficacia ambientale di misure incentivanti che non prendano in considerazione l'origine della biomassa che va ad alimentare gli impianti di produzione energetica.

5.4. Biocarburanti

Con quasi 10 milioni di tonnellate di petrolio equivalente, il consumo di biocarburanti nel 2008 rappresenta una quota del 3,3% del totale di combustibili dedicati al trasporto nell'Unione Europea. Il settore presenta una crescita del 28,5% tra il 2007 e il 2008, in flessione rispetto al +45,7% tra il 2006 e il 2007. La Direttiva Europea sui biocarburanti, ha stabilito l'obiettivo del 5,75% entro il 2010. Secondo gli ultimi dati a disposizione, alcuni paesi europei sono molto distanti dal target fissato, fino al 50%.

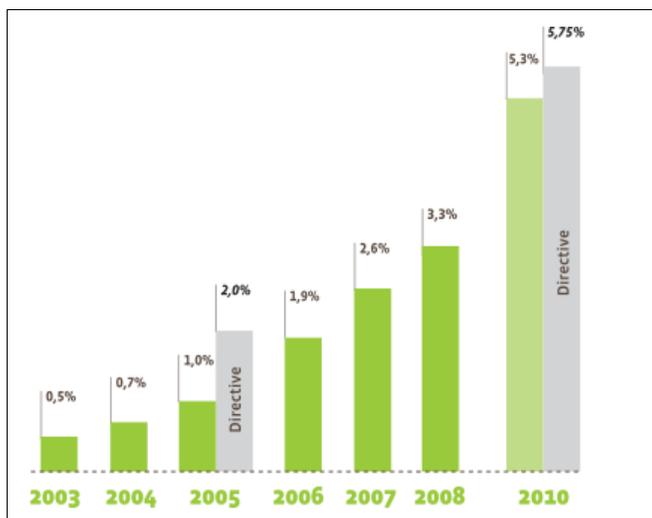


Figura 5-34 Dati a consuntivo rispetto alle previsioni della Direttiva 2003/30/CE

Alcuni paesi, come la Francia e la Germania hanno già raggiunto i loro obiettivi europei. È probabile che i paesi più distanti dal target, che non hanno scelto di sviluppare le capacità di produzione locale sufficiente, ricorreranno alle importazioni al fine di soddisfare i loro obiettivi. Questa soluzione rende più preoccupante la polemica riguardo la sostenibilità dei biocarburanti, che ad esempio ha portato la Germania e il Regno Unito a limitare i loro obiettivi per il 2010.

Con questi presupposti, si stima che il consumo dei biocarburanti raggiungerà quota 16,5 milioni di tep nel migliore dei casi, che equivarrà a una percentuale del 5,3% del consumo totale per l'autotrasporto (310 milioni di tep).

	Totale 2007	Totale 2008	Bioetanolo (08)	Biodiesel (08)	Altri (08)
Austria	217491	253304	54433	186645	12226
Belgio	91260	98638	12489	86149	-
Bulgaria	2000	35620	6208	29412	-
Cipro	750	14180	-	14180	-
Danimarca	5162	4304	-	-	4304
Estonia	511	4230	1453	2777	-
Finlandia	1810	85244	73803	11441	-
Francia	1486295	2424200	403510	2020690	-
Germania	3899434	3257186	402000	2477983	377203
Grecia	81242	75680	-	75680	
Irlanda**	22400				
Italia	135880	557280	-	557280	-
Lettonia	1705	1945	18	1927	-
Lituania	53616	61415	15651	45764	-
Lussemburgo	43217	42846	922	41447	477
Malta	1813	964	-	964	-
Olanda	311000	335000	130000	202000	3000
Polonia	97000	459354	118794	340560	-
Portogallo	134959	132849		132849	
Regno Unito	348520	796524	105189	691335	-
Repub. Ceca	28203	108244	32461	75783	-
Romania	40000	60200	-	60200	-
Slovacchia	89000	64621	6551	53070	5000
Slovenia	13800	24625	2370	22255	-
Spagna	389000	644000	125000	519000	-
Svezia	309082	343856	213968	129888	-
Ungheria	29000	120040	39040	81000	-
Totale UE	7834151	10064149	1765964	7900279	397906

Tabella 5-11 Consumo di biocarburanti destinati al trasporto nella UE27 (in tep)

5.4.1. Gli scenari al 2020

Biocombustibili solidi

Nel Position Paper del Governo italiano “Energia: temi e sfide per l’Europa e per l’Italia”, inviato alla Commissione Europea nel Settembre 2007, è stimata, tra l’altro, l’energia primaria che le varie categorie di biomasse dovrebbero fornire nel 2020 per la produzione di energia elettrica, energia termica e biocarburanti:

Energia elettrica	3 Mtep pari 14,50 TWh/anno con potenza installata di 2.415 MWe
Energia termica	9,3 Mtep
Biocarburanti	4,2 Mtep
TOTALE	16,5 Mtep

Tabella 5-12 Obiettivi al 2020

La complessa situazione degli utilizzi di biomassa è evidenziata dal fatto che i dati ufficiali non tengono conto delle biomasse auto-prodotte e auto-consumate al di fuori dei circuiti commerciali, soprattutto nel settore degli usi termici domestici. Itabia, l’associazione italiana delle biomasse, ha calcolato questo potenziale, con un risultato che dava per il 2005 circa 4 Mtep termici che sommati al potenziale elettrico dà un risultato di circa 5,65 Mtep. L’obiettivo proposto al 2020 vuole all’incirca triplicare i consumi di biomassa effettivi per usi energetici nel nostro paese.

Per raggiungere gli obiettivi al 2020 vanno considerati due tipi di risorse: la materia prima e le tecnologie di trasformazione. Il potenziale delle diverse fonti di biomasse - espresso in energia primaria - disponibile in Italia è stato stimato, sempre da Itabia e in 24-30 Mtep/anno, così ripartito:

BIOMASSE	Mtep
RESIDUI	
Agricoltura e agroindustria	5
Foreste e industria legno	4.3
Verde pubblico urbano	0.3
Zootecnia	10-12
LEGNA DA ARDERE	2-4
COLTURE DEDICATE	3-5
TOTALE RISORSE POTENZIALI	24-30

Tabella 5-13 Potenziale delle biomasse

Le efficienze di conversione negli usi finali variano molto a seconda del tipo di realizzazione; una valutazione degli ordini di grandezza è riportata nella seguente tabella:

Riscaldamento domestico	30%
Teleriscaldamento	80%
Energia elettrica	15-25%
Cogenerazione	60%
Trigenerazione	50%

Tabella 5-14 Efficienze di conversione

Secondo le analisi, il raggiungimento degli obiettivi del 2020, alle attuali tecnologie è possibile ricorrendo esclusivamente al potenziale italiano. Al momento, comunque, il mercato delle biomasse per fini energetici è estremamente dinamico e prevede ingenti flussi di esportazioni e importazioni e il nostro paese, uno dei principali importatori di legna e pellet è chiamato a definire i criteri di sostenibilità, sulla base di quelli indicati precedentemente.

Per lo scenario futuro, non bisogna trascurare il contributo dei mini e micro impianti di cogenerazione e il numero sempre crescente di impianti domestici, ad alto rendimento, installati anche grazie ai contributi regionali e alle agevolazioni fiscali presenti nel nostro paese.

- Biocarburanti

Entro il 2020, il 10% di energia consumo nel trasporto stradale e ferroviario dovrebbero essere coperte da energie rinnovabili (e non più solo dai biocarburanti).

Questo nuovo target deriva da un compromesso tra coloro che desideravano aumentare la quota di biocarburanti al 10% e coloro che ritenevano un simile obiettivo nocivo per l'ambiente in quanto avrebbe determinato concorrenza con le produzioni alimentari.

Le prime stime riguardo il raggiungimento o meno di questo target, che sarà comunque molto influenzato dai progressi tecnologici del settore auto motive e dall'introduzione di nuove tipologie di veicoli, assumono una crescita del settore europeo dei trasporti fino a un consumo di 0,45 miliardi di tep al 2020. Il 10% del target corrisponderebbe quindi a un valore pari a 44,6 milioni di tep coperti da biocarburanti. Considerando uno scenario tecnologico in cui non si riesca a raggiungere la maturità per i biocarburanti di seconda e terza generazione (raggiungibili esclusivamente nel lungo termine), il 10% sarebbe possibile aggiungendo ogni anno un apporto dello 0,5% rispetto al totale, dall'obiettivo 2010.

Questo discorso va comunque tradotto in termini di richiesta di terreni da coltivare per scopi energetici. Considerando esclusivamente l'olio di colza, da cui si ricava il biodiesel e che da solo rappresenta oltre i due terzi del mercato, l'incremento di mezzo punto percentuale di quota di mercato dei biocarburanti si tradurrebbe in una richiesta addizionale di circa 1 milione di ettari l'anno da destinare a coltivazioni energetiche, il 5,6% di incremento annuale⁵⁷.

Al 2020, se la domanda totale di biodiesel dovesse essere soddisfatta da produzioni convenzionali e considerando inalterato il mix energetico attuale, sarebbero necessarie 35,2 milioni di tep. Que-

⁵⁷ La produzione media per ettaro in Europa è di 2,7 tonnellate l'anno, fonte FAO.

sto scenario è quello proposto dalla UE⁵⁸ che prevede un incremento di 40 milioni di tonnellate di colture destinate alla produzione di energia. Un altro scenario è quello previsto dallo USDA Foreign Agricultural Service americano, che prevede un incremento di 4 milioni di tonnellate annue di raccolti per fini energetici e considera anche il bioetanolo. Il risultato sarà che circa l'80% del target potrà essere raggiunto internamente alla UE, con circa 17 milioni di ettari (il 15% della superficie arabile) e un 20% dovrà provenire dalle importazioni⁵⁹.

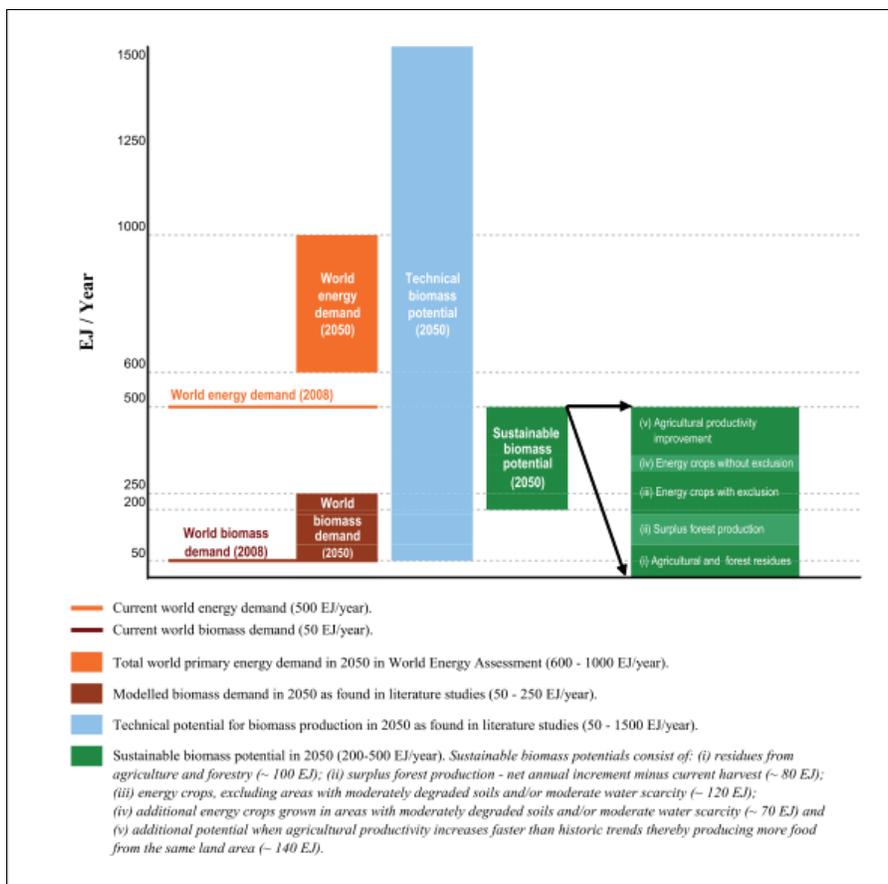


Figura 5-35 Potenzialità tecnica dell'offerta di biomassa (celeste), potenziale sostenibile (verde), domanda prevista per la biomassa (energia primaria) (arancio) Fonte IEA (2009) adattato da Dornburg et al., (2008) sulla base di studi di revisione diversi

⁵⁸ European Commission Directorate General Agriculture and Rural Development "Scenar 2020". 2006

⁵⁹ USDA "Global agricultural information network" EU27 biofuels annual

- Andamento dei prezzi dei biocombustibili

L'andamento delle installazioni italiane di impianti alimentati a biomassa dipende, come abbiamo visto, dall'andamento degli incentivi e dalla disponibilità di combustibili. Per quanto riguarda il primo aspetto, le molteplici modifiche apportate hanno contribuito non poco a generare un mercato della produzione di energia da biomasse poco trasparente e con dei privilegi ottenuti il più delle volte esclusivamente per meriti "cronologici".

Anche per i biocombustibili, sia solidi che liquidi, il mercato appare poco chiaro e trasparente: per quanto riguarda i prezzi di vendita e l'origine delle biomasse stesse. Se per i biocombustibili esistono dei valori di riferimento, derivanti dalle contrattazioni internazionali, per le biomasse solide il mercato appare molto frammentato e diversificato.

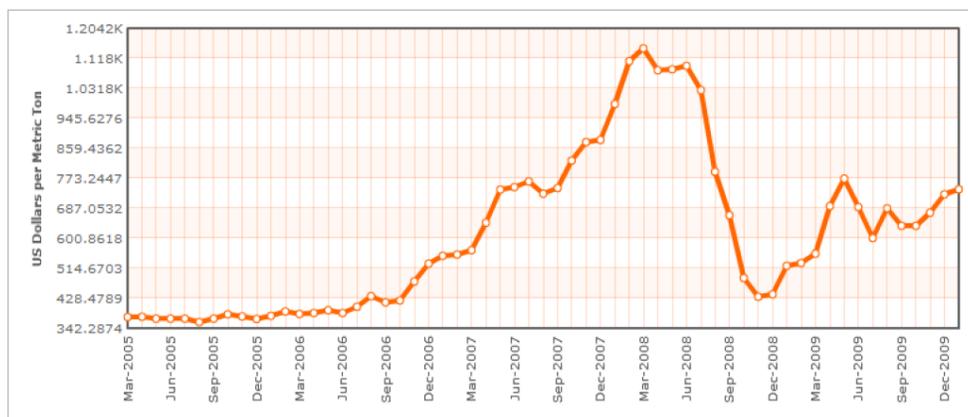


Figura 5-36 Andamento del prezzo dell'olio di palma per tonnellata (\$)

Olio di palma della Malaysia, 4-5% di acidi grassi liberi (FFA), contrattazione forward



Figura 5-37 Andamento del prezzo dell'olio di colza per tonnellata (\$)
Olio di colza, non lavorato, FOB Rotterdam

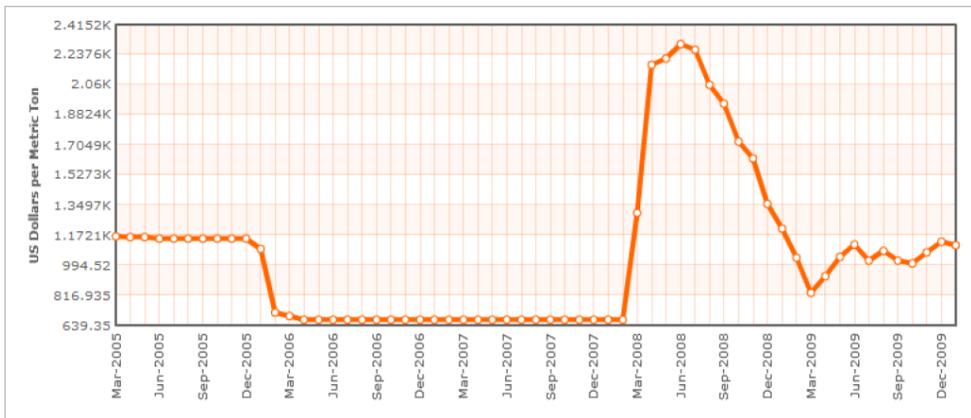
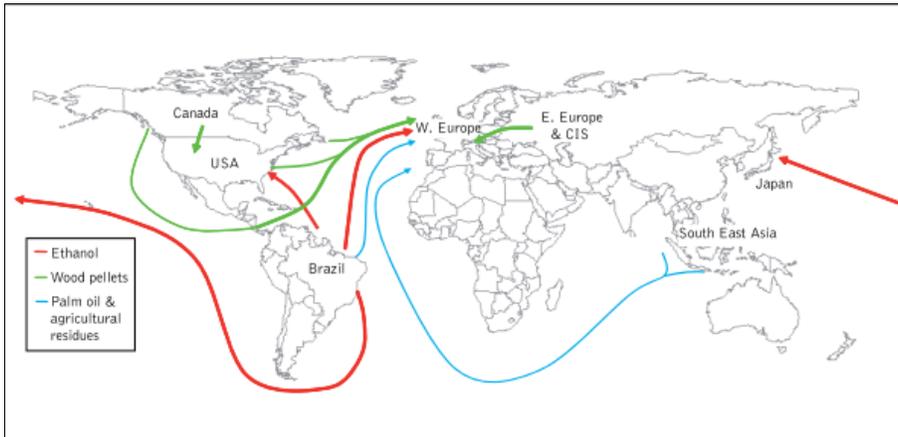


Figura 5-38 Andamento del prezzo dell'olio di girasole per tonnellata (\$)
US prezzo di esportazione dal Golfo del Messico

È da notare come il prezzo di riferimento di queste commodity energetiche segua in sostanza l'andamento del prezzo del petrolio. Il mercato dei biocombustibili non è ancora alternativo a quello dei prodotti petroliferi ma ne ricalca le performance ed è soggetto quindi a rischi speculativi che lo rendono più instabile rispetto alle altre fonti rinnovabili. Nella figura seguente, si può notare l'andamento del prezzo del barile, molto simile a quello delle tre figure precedenti.



**Figura 5-39 Andamento del barile di petrolio
Crude Oil (petroleum); Dated Brent, US\$ per barrel**



**Figura 5-40 Le principali direttrici del mercato internazionale delle biomasse
(escluso il commercio intraeuropeo) Fonte: IEA (2009)**

Tabella riepilogativa di comparazione delle caldaie per uso domestico.

COMBUSTIBILE	P.C.I. *	COSTO (iva inclusa)	TIPOLOGIA D'IMPIANTO	Rendimento Centrale Termica	Esempio		Spesa	Costo/kWh
					Consumo annuo **	Costo totale Combustibile		
METANO	9,40	0,70 €/mc(iva 20%)	Impianto con caldaia aspirata	80%	1330	931	100%	9,31
			Impianto con caldaia premisc. a temp. Scorr.	90%	1182	827	89%	8,27
			Impianto con caldaia a condensazione (solo BT)	105%	1013	709	76%	7,09
GPL	7,22	1,10 €/l (iva 20%)	Impianto con caldaia aspirata	80%	1731	1904	205%	19,04
			Impianto con caldaia premisc. a temp. Scorr.	90%	1539	1693	182%	16,93
			Impianto con caldaia a condensazione (solo BT)	105%	1319	1451	156%	14,51
GASOLIO	10,10	1,13 €/l (iva 20%)	Impianto con caldaia a aria soffiata	80%	1238	1399	150%	13,99
			Impianto con caldaia pressurizzata multistadio	90%	1100	1243	134%	12,43
			Impianto con caldaia a condensazione (solo BT)	105%	943	1066	114%	10,66
OLIO VEGETALE	9,64	0,75 €/l (iva 10%)	Impianto con caldaia a aria soffiata	80%	1297	973	104%	9,73
			Impianto con caldaia a tiraggio naturale	60%	4352	696	75%	6,96
LEGNA (25%umidità)	3,83	0,16 €/kg (iva 10%)	Impianto con caldaia a fiamma rovesciata	70%	3730	597	64%	5,97
			Impianto con termocamino nuova generazione	65%	4017	643	69%	6,43
MAIS (12,5% umidità)	5,00	0,30 €/kg (iva 10%)	Impianto con bruciatore ad aria soffiata	83%	2410	723	78%	7,23
PELLET	4,66	0,24 €/kg (iva 10%)	Stufa ad aria	83%	2585	621	67%	6,21
PELLET	4,66	0,24 €/kg (iva 10%)	Stufa ad acqua	80%	2682	644	78%	6,44
OLIPLLET***	5,14	0,29 €/kg (iva 10%)	Stufa ad aria	83%	2344	680	73%	6,80
CIPPATO(30% umidità)	3,00	0,10 €/kg (iva 10%)	Impianto con bruciatore ad aria soffiata	70%	4762	476	51%	4,76
OLIO VEGETALE +	9,64	0,75 €/kg (iva 20%)	Cogenerazione 20kW elettrici + 35kW termici	85%	1220	915	98%	9,15

CON POMPA DI CALORE (solo BT) ****									
ENERGIA ELETTRICA		0,25 €/kWh (ivato)	Pompa di calore aria/acqua o aria/aria	2,77	3610	903	97%	9,03	
			Pompa di calore acqua/acqua	3,50	2857	714	77%	7,14	
			Pompa di calore geotermica	4,00	2500	625	67%	6,25	
			PdC aria/acqua con aria preriscaldata >20°C	4,00	2500	625	76%	6,25	

*kWh per unità di misura kg/mc/l

**calcolato per produrre 10000 kWh

***1 litro per 15kg PCI olio 9,64 kWh/l costo 0,75€/l

**** (solo BT) accoppiata a sistemi con acqua calda a 35° C.

5.5. *Solare termico*

Il solare termico è ormai una tecnologia matura dal punto di vista industriale e commerciale, e sta acquisendo un'importanza sempre più evidente sia in termini di produzione che di diffusione sul territorio.

L'ESTIF (Solar Thermal Industry Federation) pubblica annualmente un report riassuntivo dell'andamento del mercato, che mostra effettivamente quale sia l'utilizzo di queste tecnologie, sia per la produzione di acqua calda sanitaria, che per il raffrescamento.

I dati più recenti, riguardanti l'andamento del mercato nel 2008, hanno registrato un forte incremento non solo nel settore residenziale mono o bifamiliare, ma anche per condomini di abitazione, utenze commerciali e uffici.

L'Associazione imputa questi cambiamenti a tre fattori principalmente:

- da una parte l'andamento del prezzo dei combustibili tradizionali hanno indotto i decisori politici ad incentivare questa tecnologia, provando a differenziare le fonti di approvvigionamento (petrolio e gas in particolare);
- sempre più amministrazioni pubbliche obbligano a installare sistemi di produzione di ACS e riscaldamento da fonte solare termica, sull'esempio della Municipalità di Barcellona che ha impostato un programma massiccio già nel 1999.
- la tecnologia è ampiamente disponibile ed è supportata da una vasta gamma di aziende - da imprese di installazione di piccole dimensioni ai più importanti produttori impianti di riscaldamento. Tutte le applicazioni della tecnologia solare termica sono quindi disponibili sul mercato.

Inoltre con la nuova direttiva europea che mira a realizzare l'obiettivo del 20% di tutta la domanda di energia fornita da fonti rinnovabili per il 2020, rappresenta un importante elemento per assicurare uno sviluppo del settore anche in futuro: per la prima volta infatti il riscaldamento e il raffreddamento, che sono responsabili di quasi il 50% della domanda totale di energia, sono regolati da una direttiva europea che obbliga a puntare su queste tecnologie, soprattutto nei paesi in cui il potenziale è maggiore.

A livello europeo, si è registrata nel 2008 (Figura 5-41) una crescita pari al 60%, corrispondente all'installazione di capacità pari a 3,3 GWth o 4,75 milioni di m² di superficie di collettori.

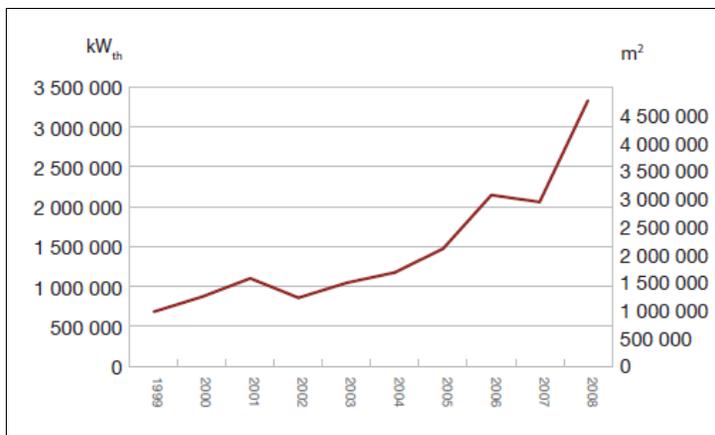


Figura 5-41 Andamento del solare termico in Europa (1999 - 2009)

Fonte: ESTIF – Solar thermal markets in Europe (May 2009)

Il mercato tedesco mantiene il ruolo trainante, ma molti altri mercati hanno avuto una crescita significativa: Spagna Italia Francia, Austria e Grecia sono ormai dei mercati di grosso potenziale.

	Potenza cumulata	Nuova potenza installata					Crescita del mercato
		2006	2007	2008	Pannelli Piani (GWth)	Tubi sottovuoto (GWth)	
	2008	Totale (GWth)	Totale (GWth)	Totale (GWth)	Totale (GWth)	Totale (GWth)	2007/2008
Austria	2.268.231	204.868	196.700	243.392	240.532	2.860	24%
Cipro	485.240	42.000	45.500	47.600			5%
Germania	7.765.800	1.050.000	658.000	1.470.000	1.330.000	140.000	123%
Spagna	987.816	122.500	192.500	303.800	289.800	14.000	58%
Francia	1.136.870	198.450	231.000	271.600	260.400	11.200	18%
Grecia	2.707.740	168.000	198.100	208.600	205.450	3.150	5%
Italia	1.124.361	130.200	231.000	294.700	252.700	42.000	28%
Totale (EU + Svizzera)	19.082.903	2.155.454	2.078.996	3.333.959			60%

Tabella 5-15 Il mercato del solare termico in Unione Europea e Svizzera

Fonte: ESTIF – Solar thermal markets in Europe (May 2009)

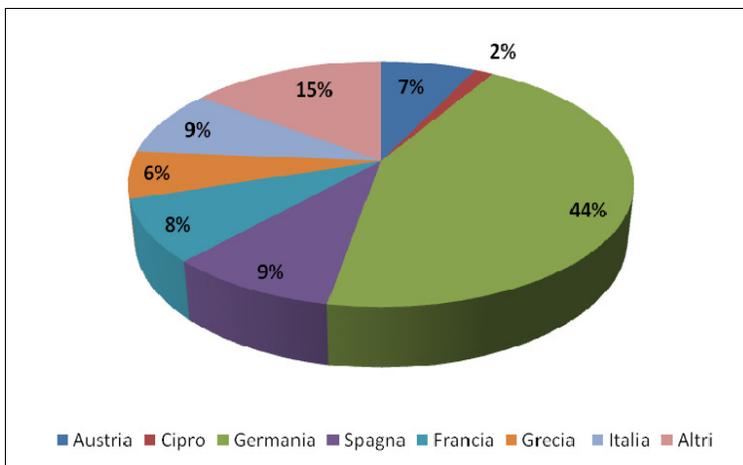


Figura 5-42 Il mercato del solare termico in Europa
Fonte: ESTIF – Solar thermal markets in Europe (May 2009)

Il mercato è praticamente controllato dai primi sei paesi:

- Germania,
- Spagna,
- Italia,
- Francia,
- Austria,
- Grecia

che rappresentano l'84% del mercato, a fronte del 54% della popolazione europea e del 61% del PIL.

I margini di crescita appaiono comunque significativi: analizzando il dato dell'installato pro-capite si evince un andamento costantemente crescente negli ultimi anni.

I mercati più sviluppati sono inoltre quello austriaco, quello greco e tedesco, con risultati decisamente superiori degli altri: il differenziale tra Austria e Italia, ad esempio è di 35 m² installato ogni 1.000 abitanti, un valore che mette in evidenza il potenziale del mercato italiano ancora non sfruttato.

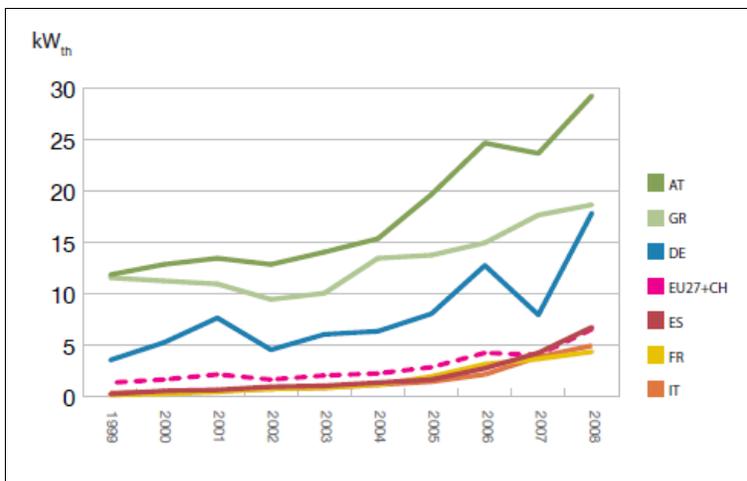


Figura 5-43 Sviluppo del mercato pro-capite (1.000 abitanti)

Fonte: ESTIF – Solar thermal markets in Europe (May 2009)

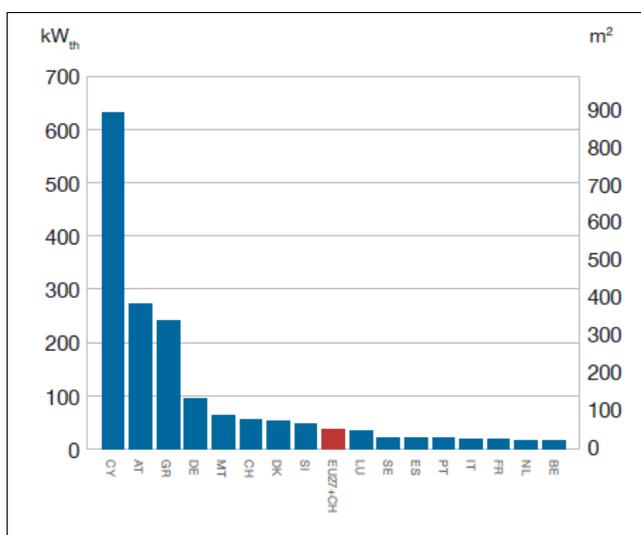


Figura 5-44 Solare termico installato procapite (1.000 abitanti) nel 2008

Fonte: ESTIF – Solar thermal markets in Europe (May 2009)

5.5.1. Il mercato

I produttori europei mantengono una posizione predominante nel mercato UE dove, a differenza del fotovoltaico, non sono ancora molto presenti produttori extra continentali. La situazione dell'industria europea, tuttavia, è molto eterogenea: alcuni paesi sono maggiormente esportatori di tecnologie (Austria, Slovacchia, Polonia e Repubblica ceca), la Germania e la Grecia sostanzialmente commerciano il proprio prodotto all'interno dei confini nazionali, mentre altri paesi dipendono per la maggior parte dalle importazioni (in particolare Francia, Italia, Spagna e Portogallo). Il fatturato del settore, a livello europeo, supera i 2 miliardi di euro, con un'occupazione diretta e indiretta che supera i 30.000 addetti. Dal lato produzione, l'Austria rappresenta forse il mercato più interessante in quanto negli ultimi anni ha beneficiato del forte sviluppo del mercato europeo, con risultati importanti: secondo uno studio del mercato effettuato dal governo, la produzione di collettori è aumentata del 5% nel 2007, raggiungendo 1.186.575 m² (di cui 12.600 m² di collettori sotto vuoto e 16.391 m² di collettori non smaltati), un risultato che comunque appare in controtendenza con quello del 2006 (+ 65,8% rispetto al 2005) in cui la produzione è passata da 681.490 m² a 1.129.579 m². La crisi economica non ha comunque avuto impatti molto forti sul settore, che anzi ha attratto nuovi investitori, e sono nate nuove realtà industriali interessanti. In Austria, Wacker Neuson AG, una società internazionale specializzata nella produzione di attrezzature per i cantieri, ha fondato SunWIN Energy una azienda che produce collettori solari utilizzando gli assorbitori acquistati dalla società greca Prime Laser Tec. Dalla riunione di varie aziende operanti nella provincia delle Asturie in Spagna è nata Astersa Aplicaciones Solares, una società di produzione di pannelli solari termici con un impianto dalla capacità di produzione di 220.000 m² derivante da un investimento di 6 milioni di euro. Altri operatori hanno invece incrementato la propria posizione sul mercato, come ad esempio il gruppo tedesco Viessmann, già leader mondiale nella produzione di caldaie, ha investito nella produzione di nuovi collettori nel suo impianto di Faulquemont in Francia, con un investimento di 10 milioni di €. Inoltre la società ha iniziato la produzione di collettori sottovuoto attraverso l'acquisizione di un'azienda cinese produttrice, che è divenuta parte del gruppo come Viessmann Chine: i tubi sono importati nello stabilimento di Faulquemont, dove vengono assemblati i collettori. Un'esperienza simile a quella della Viessman è la quella della Bosch Thermotechnik che ha investito sulla costruzione di un nuovo impianto in Germania dalla capacità produttiva di 200.000 collettori, che ha integrato l'impianto di Aveiro in Portogallo che produce 150.000 collettori annuali: la produzione annuale è salita a 350.000 collettori corrispondenti a circa 800.000 m² annui (cfr tabella successiva).

Azienda	Paese	Tecnologia	Produzione mq/anno
Bosch Thermotechnik	Germania	Collettori piani e sottovuoto	800.000
Viessman	Germania	Collettori piani e sottovuoto	400.000
Ritter Solar	Germania	Collettori sottovuoto	95.000
KBB Kollektorbau GmbH	Germania	Assorbitori solari	200.000
		Collettori piani	35.000
Green One Tec	Austria	Collettori piani e sottovuoto	730.000
Isofoton	Spagna	Collettori piani e sottovuoto	35.700

Tabella 5-16 Principali produttori nell'Unione Europea Fonte EurObserv'Er

5.5.2. Scenari di sviluppo

Lo studio dell'ESTIF, che ha analizzato il potenziale del solare termico in Europa al 2050, prevede un forte sviluppo della tecnologia, utilizzata sia nel settore abitativo che in quello industriale, considerando inoltre il potenziale del solar cooling per il raffrescamento.

Partendo dai dati dell'anno base (2006) sviluppando tre differenti scenari BAU (Business as Usual), AMD(Sviluppo avanzato del mercato)e RDP (Ricerca e sviluppo e policy), sono stati individuati i possibili risultati del mercato del solare termico riuniti nella tabella e nel grafico seguenti.

		BAU	AMD	RDP
2006 Baseline				
Specific collector area	m ² /inhab.	0,04	0,04	0,04
Total collector area	Mill m ²	20,25	20,25	20,25
Total installed capacity	GWth	14,17	14,17	14,17
Solar yield	TWh/a	8,5	8,5	8,5
Total low temperature heat demand 2006	TWh	4.715	4715	4715
Solar fraction	[%]	0,2%	0,2%	0,2%
Number of jobs EU 27		31.400	31.400	31.400
2020				
Specific collector area	m ² /inhab.	0,2	0,3	0,8
Total collector area	Mill m ²	97,0	145,5	388,0
Total installed capacity	GWth	67,9	101,9	271,6
Solar yield	TWh/a	38	59	155
Total low temperature heat demand 2020	TWh	4.715	4.506	4.297
Reduction of low temperature heat demand compared to 2006	[%]	0,0%	4,4%	9%
Solar fraction	[%]	0,8%	1,3%	3,6%
Number of jobs EU 27		46.900	103.200	470.000
2030				
Specific collector area	m ² /inhab.	1,0	2,0	3
Total collector area	Mill m ²	485	970	1.455
Total installed capacity	GWth	340	679	1.019
Solar yield	TWh/a	198	394	582
Total low temperature heat demand 2030	TWh	4.715	4.251	3.787
Reduction of low temperature heat demand compared to 2006	[%]	0,0%	10%	20%
Solar fraction	[%]	4%	9%	15%
Number of jobs EU 27		306.800	770.400	1.300.000
2050				
Specific collector area	m ² /inhab.	2,0	5,3	8
Total collector area	Mill m ²	970	2.571	3.880
Total installed capacity	GWth	679	1.799	2.716
Solar yield	TWh/a	391	1.047	1.552
Total low temperature heat demand 2050	TWh	4.715	3.993	3.271
Reduction of low temperature heat demand compared to 2006	[%]	0,0%	15%	31%
Solar fraction	[%]	8%	26%	47%

Figura 5-45 Scenari di sviluppo del solare termico Fonte ESTIF – Market potential of solar thermal in Europe

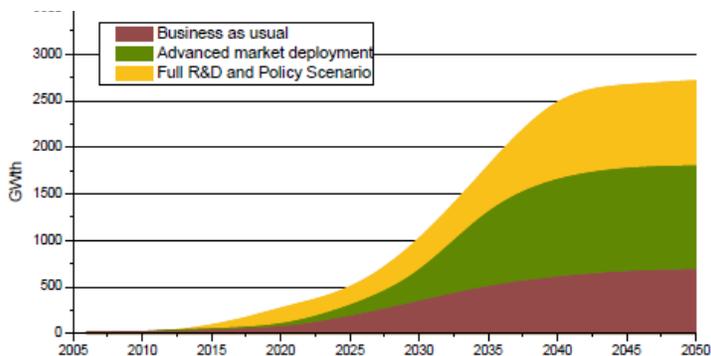


Figura 5-46 Capacità totale installata in Unione Europea secondo i tre scenari di sviluppo

Fonte ESTIF – Market potential of solar thermal in Europe

Anche nell'ipotesi più conservativa al 2050 l'apporto del solare termico al fabbisogno energetico continentale sarà importante, con applicazioni molteplici (Figura 5-46) e con riflessi positivi sia dal punto di vista ambientale, che sull'occupazione (Figura 5-47 e Figura 5-48)

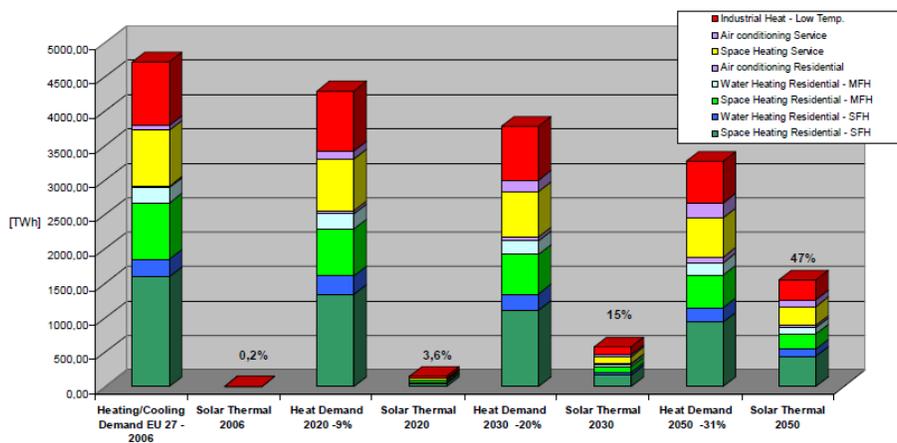


Figura 5-47 Contributo occupazionale del secondo lo scenario RDP

Fonte ESTIF – Market potential of solar thermal in Europe

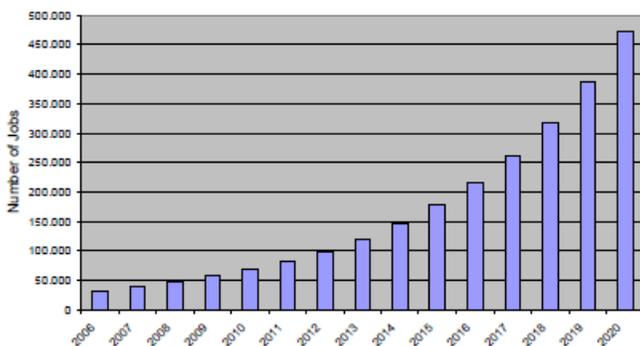


Figura 5-48 Occupazione nel settore secondo lo scenario RDP scenari di sviluppo
Fonte ESTIF – Market potential of solar thermal in Europe

5.6. Solare a concentrazione o termodinamico

Il settore del solare termodinamico è, al contrario del solare fotovoltaico e del solare termico, allo stadio iniziale, sebbene operatori a livello globale già investono in questa tecnologia; naturalmente in questo caso gli impianti sono esclusivamente di grande taglia e, necessitando di particolari caratteristiche climatiche (forte radiazione solare diretta, nuvolosità minima e bassa umidità dell'atmosfera) normalmente sono costruiti in zone desertiche.

A livello mondiale al 2009 sono stati installati 431 MW di potenza, quasi interamente con ricettori parabolici, senza utilizzare tecnologie di immagazzinamento del calore per aumentare la produttività degli impianti. Solamente 11 MW dei totali sono prodotti con una centrale a torre, sviluppata da Abengoa in Spagna.

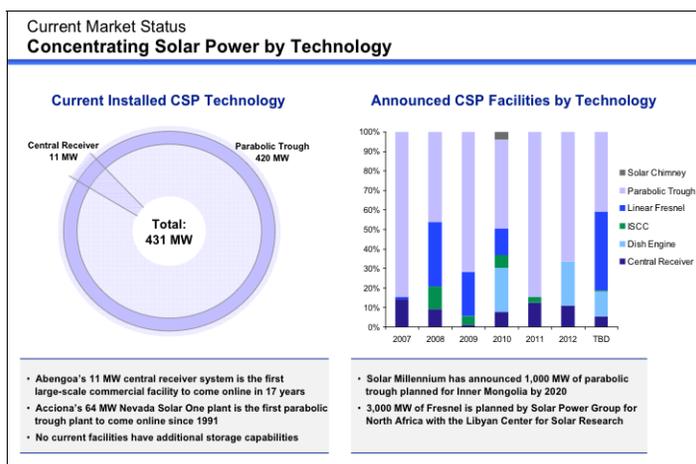


Figura 5-49 Stato del mercato al 2009 Fonte Solar Millenium

Le previsioni per i prossimi anni vedono un deciso incremento: al 2012 la potenza installata dovrebbe avvicinarsi ai 7.000 MW, con una differenziazione della tecnologia, con un particolare rilievo della tecnologia "linear fresnel".

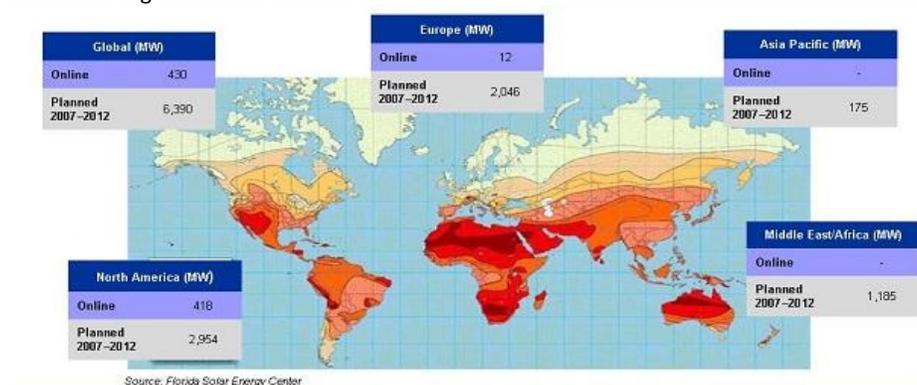


Figura 5-50 Previsioni di evoluzione del mercato al 2012

Fonte Florida Solar Energy Center

Lo studio condotto dall'Emerging Energy Research, considera uno scenario ancora più ottimistico, con risultato pari a 15.000 MW a livello globale nel 2014, e una ripartizione tra gli stati, come mostrato nella Figura 5-51.

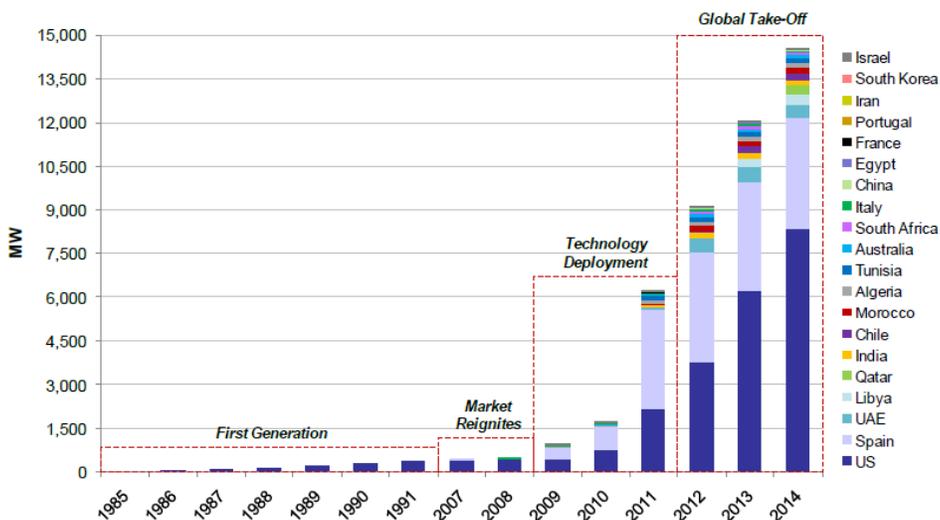


Figura 5-51 L'evoluzione del mercato del solare a concentrazione nel mondo

Fonte Emerging Energy Research

In Italia, sebbene sia attivo un apposito strumento di incentivazione del tipo feed in premium e un accordo tra il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare con cinque regioni per sviluppare la tecnologia, si è al momento solamente ad uno stadio di progettazione e sviluppo degli impianti.

5.6.1. Il mercato e gli operatori

L'industria di settore varia in maniera evidente a seconda della tecnologia utilizzata, e quindi dei differenti materiali e componenti utilizzati.

Normalmente si identificano lungo l'intera catena del prodotto, cinque fasi determinanti: i materiali, i componenti, il prodotto finito comprese le tecnologie e lo sviluppo degli impianti, la proprietà e la gestione degli impianti CSP, e l'utilizzo finale dell'elettricità da parte delle utilities.

La fase di ricerca e sviluppo (R&S) è parte integrante della produzione dei componenti e del prodotto finito.

Questo comporta normalmente che i soggetti nel mercato sviluppano tutte le fasi, con una significativa integrazione verticale nella catena del valore.

Sviluppando la catena del prodotto quindi, si identificano tra i materiali più importanti:

- silice;
- ferro e acciaio;
- cemento;
- plastica(o cloruro di polivinile);
- ottone;
- olio sintetico;
- rame;
- alluminio;
- sali fusi.

Nel grafico seguente si riporta schematicamente il flusso dei materiali necessari alla produzione dei componenti e i paesi produttori di maggior rilievo.

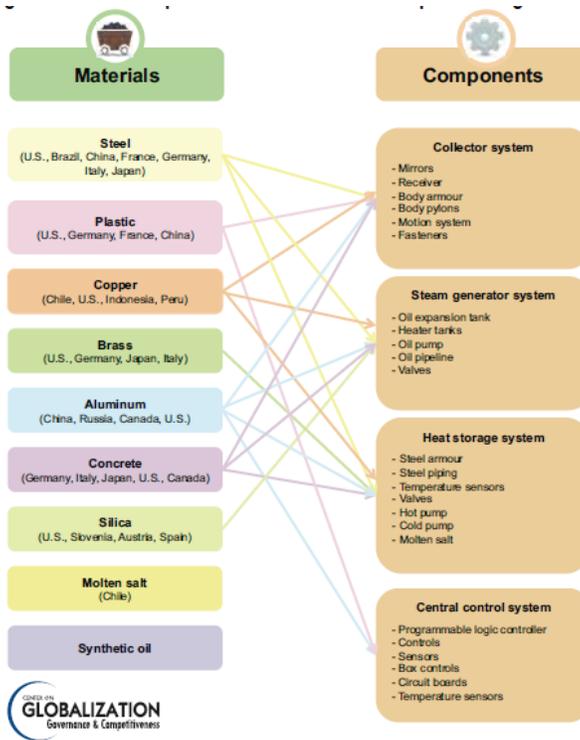


Figura 5-52 Componenti e materiali

Fonte Center on Globalization, Governance and Competitiveness (CGGC)

Per quanto riguarda i componenti, si identificano:

- collettori solari
- specchi e riflettori solari
- elementi per la raccolta del calore
- produzione del vapore
- immagazzinamento del calore
- controllo dell'impianto
- altri componenti (caldaie a gas naturale, turbine a vapore, condensatori torri di raffreddamento), che non sono caratteristici del settore termodinamico e quindi già prodotti a livello industriale.

In Tabella 5-17 sono elencati i più importanti produttori di componenti a livello globale.

Da sottolineare che l'industria italiana è presente nella produzione di collettori, in particolare tubi ricettori a Sali fusi, a olio diatermico e a produzione istantanea di vapore.

Componenti	Industrie	Paese
<u>Collettori</u>	European Partners	Europa
	Industrial Solar Technology	USA
	Luz/Solel	Israele
	Solargenix Energy	USA
	Solar Millenium AG	Germania
	Sopogy	USA
	Archimede SolarEnergy	Italia
<u>Specchi/Riflettori</u>	Alanod	Germania
	Ausra Manufacturing	USA
	Boeing (McDonald Douglas)	USA
	Cristaleria Espanola SA	Spagna
	Flabeg	Germania
	Glaverbel	Belgio
	3M Company	USA
	Naugatuck Glass	USA
	Paneltec Corporation	USA
	Pilkington	Regno Unito
	Schott North America	USA
<u>Film per specchi/riflettori</u>	Alanod	Germania
	3M Company	USA
	ReflecTech	USA
<u>Elementi per la raccolta del calore</u>	Luz/Solel	Israele
	Schott North America	USA
<u>Sistemi di produzione del vapore</u>	Siemens	USA
<u>Sistemi di immagazzinamento del calore</u>	Radco Industries	USA
<u>Sistemi di controllo</u>	Abengoa Solar USA	USA
<u>Ricettori lineari</u>	Luz/Solel	Israele
	Schott North America	USA
<u>Strutture di concentrazione</u>	European Partners (Euro Trough)	Europa
	Solargenix	USA

Tabella 5-17 Maggiori Industrie produttrici di componenti per sistemi solari a concentrazione

Fonte Center on Globalization, Governance and Competitiveness (CGGC)

Gli sviluppatori degli impianti solari a concentrazione sono, in maggior parte, grandi aziende attive a livello globale, spesso attive anche nelle altre fasi della catena del valore.

In Tabella 5-18 sono riportate le più importanti, tra cui spiccano le aziende spagnole e tedesche che hanno dedicato a questa tecnologia molti sforzi economici, dall'investimento in ricerca e sviluppo, all'industrializzazione dei processi produttivi.

Società	Paese
<u>Abengoa Solar</u>	Spagna
<u>Acciona Energia</u>	Spagna
<u>Albiana Solar</u>	Spagna
<u>Ausra</u>	USA
<u>Ener-T Global</u>	Israele
<u>Epuron</u>	Germania
<u>Eskom</u>	Sud Africa
<u>E-Solar (Idea Lab)</u>	USA
<u>Grupo Enhol</u>	Spagna
<u>Industrial Solar technology Corp</u>	USA
<u>LUZ II</u>	Israele
<u>Novatel BioSol AG</u>	Germania
<u>Samca</u>	Spagna
<u>Sener Group</u>	Spagna
<u>Solar Millenium AG</u>	Germania
<u>Solar Power Group</u>	Germania
<u>Solargenix Energy</u>	USA
<u>Solol Solar Systems Ltd</u>	Israele
<u>Stirling Energy System</u>	USA

Tabella 5-18 Maggiori Industrie di sviluppo dei progetti di solare a concentrazione

Fonte Center on Globalization, Governance and Competitiveness (CGGC)

Si riporta nel grafico seguente lo schema riassuntivo dell'intera catena del valore del solare a concentrazione.

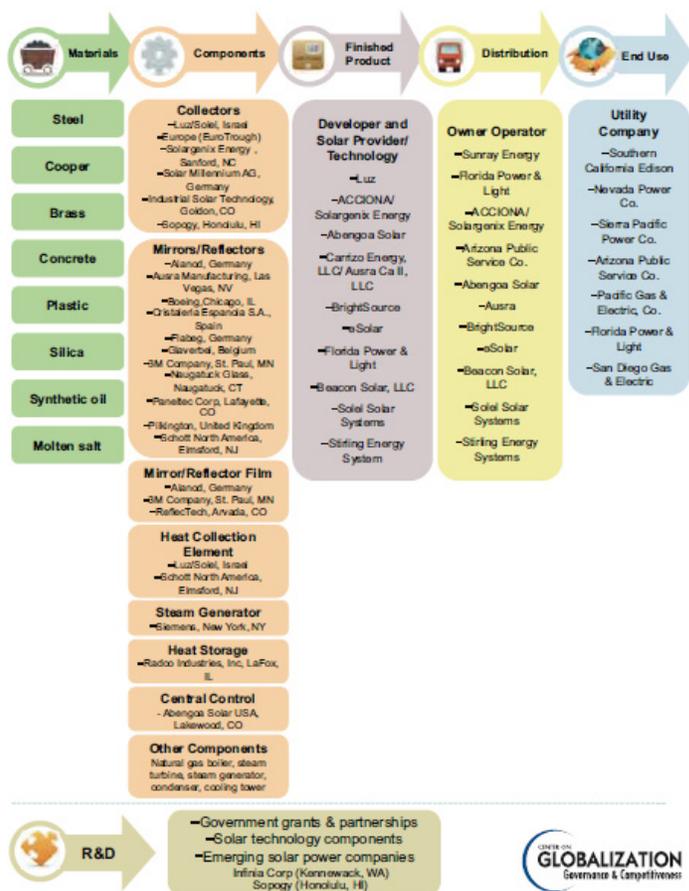


Figura 5-53 Catena del valore del solare termico a concentrazione
Fonte Center on Globalization, Governance and Competitiveness (CGGC)

5.6.2. Costi

Secondo uno studio del US National Renewable Energy Laboratory del 2004, durante la prima fase di sviluppo della tecnologia (1983 – 1989). I costi si sono dimezzati in sette anni, da \$c 25/kWh a 12\$c/kWh.

Gli sviluppi della tecnologia, specialmente quelli sul fronte dell'utilizzo di sali fusi per l'immagazzinamento del calore degli ultimi anni, in concomitanza con l'aumento dei prezzi del greggio sul mercato mondiale, stanno portando ad una caduta dei costi di costruzione e funzionamento delle centrali e ad un più rapido avvicinamento alla "grid parity".

Lo studio precedentemente indicato prevede un dimezzamento del costo al 2015, o precedentemente: la tecnologia sarà probabilmente totalmente concorrenziale con le tecnologie tradizionali nel giro di 3-4 anni.

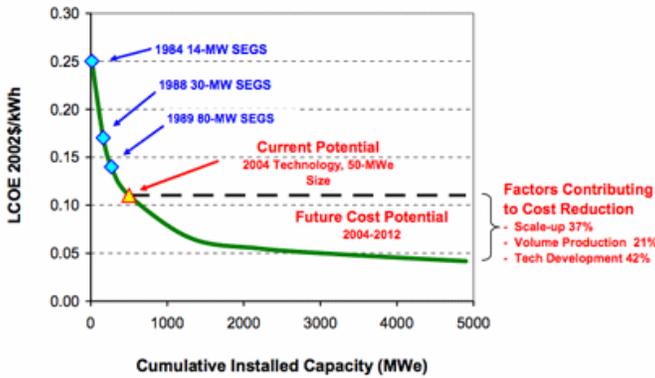


Figura 5-54 I prezzi della tecnologia solare a concentrazione sono previsti in forte diminuzione, circa dimezzati, nel giro dei prossimi anni, con il progressivo aumento della potenza in stallata a livello globale

Fonte NREL - US National Renewable Energy Laboratory

Similmente uno studio portato avanti in Australia, inserendo gli effetti di una carbon tax sulla produzione di energia con fonti tradizionali e rinnovabili, porterebbe il costo di produzione del singolo kWh pari a quello utilizzando il carbone, nel 2016 (Figura 5-55)

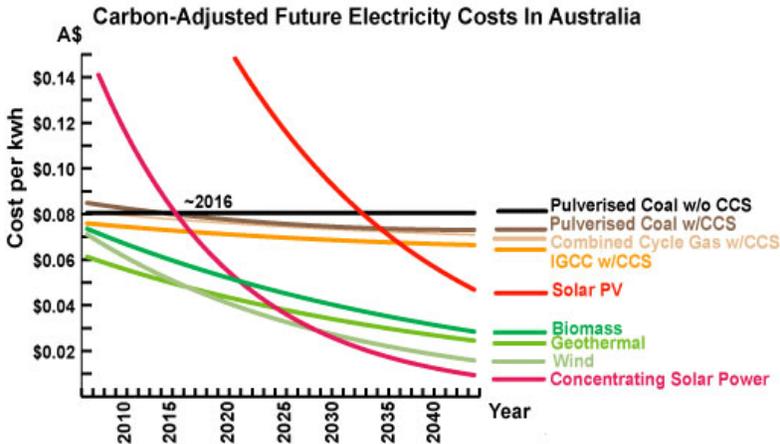


Figura 5-55 Costo futuro dell'elettricità in Australia, con l'utilizzo della carbon tax.

Fonte ABARE, IEA, IPCC, DESERTEC

5.7. Idroelettrico

Il settore idroelettrico è quello con margini di sviluppo meno evidenti; la tecnologia, soprattutto per il grande idro, è stata sviluppata ormai da molti anni e i siti di maggior potenziale, in tutti i paesi sviluppati, sono già utilizzati e sfruttati.

Considerando i numeri del settore a livello nazionale, si può notare un andamento più o meno uniforme negli anni ma altamente influenzato dall'andamento delle stagioni climatiche. Al primo posto tra le rinnovabili, con una produzione annua lorda nel 2008 pari a 41.623 TWh ed un incremento rispetto al 2007 del 26,8 %⁶⁰.

	2007		2008		2008/2007
	numero	kW	numero	kW	%
Totale	2.128	17.458.614	2.184	17.623.475	0,9
0 – 1 MW	1.194	436.580	1.123	450.056	3,1
1 – 10 MW	641	2.085.679	665	2.155.558	3,4
> 10 MW	293	14.936.355	296	15.017.871	0,5

Tabella 5-19 Potenza installata in Italia

Fonte: GSE - Statistiche sulle fonti rinnovabili in Italia Anno 2008

Il settore rappresenta il 12% dell'energia elettrica prodotta in Italia (2008), sfruttando principalmente il potenziale delle regioni settentrionali (Figura 5-57).

Le differenze nella distribuzione regionale sono dovute principalmente a tre elementi:

1) alla presenza di un maggior numero di impianti nelle regioni del Nord rispetto a quelle del Sud e delle isole

⁶⁰ I valori riportati si riferiscono alla produzione reale di energia elettrica e quindi strettamente collegati alle precipitazioni e alle temperature che si riscontrano; per dare una visione più standardizzata dell'effettiva produzione di energia idroelettrica ed eolica, secondo quanto definito dalla direttiva 2009/28/CE, si considera la produzione normalizzata, che nel caso dell'idroelettrico negli anni 2007 e 2008, è stata rispettivamente 42.509,3 e 42.908,6 con un incremento dello 0,9%.

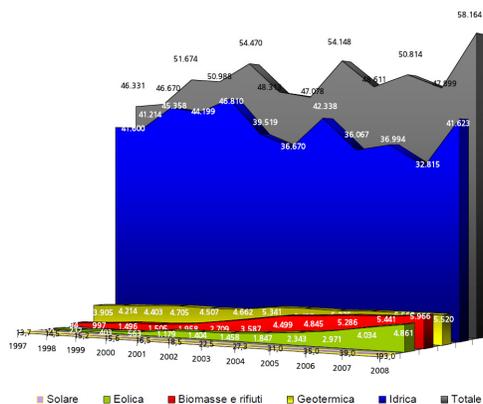


Figura 5-56 Andamento della produzione lorda da fonte rinnovabile in Italia dal 1997 al 2008 (GWh)

Fonte: GSE - Statistiche sulle fonti rinnovabili in Italia Anno 2008

2) alla presenza di impianti di grossa taglia, come quelli a bacino ed a serbatoio, tipici delle regioni alpine, rispetto alla maggiore presenza nelle regioni del Sud di impianti ad acqua fluente, di taglia molto più ridotta;

3) alla scarsità ed alla minore intensità di precipitazioni atmosferiche che si manifestano nelle regioni meridionali ed insulari rispetto al Nord Italia.

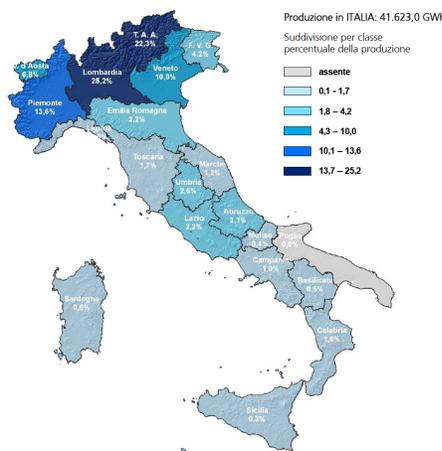


Figura 5-57 Distribuzione regionale % della produzione idrica nel 2008

Fonte: GSE - Statistiche sulle fonti rinnovabili in Italia Anno 2008

Le tecnologie più utilizzate sono tradizionalmente quelle a serbatoio e a bacino, solamente negli ultimi anni contrastate dalla tecnologia a acqua fluente. L'aumento nell'utilizzo di questa tecnologia è dovuto principalmente alle innovazioni tecnologiche, specialmente quelle sviluppate per permettere il deflusso vitale del corso d'acqua. Questo permette un numero di ore di utilizzo maggiore, tanto da avere una produzione lorda annua maggiore sebbene la potenza installata sia minore alle altre due tecnologie (Figura 5-58).

	Potenza effettiva lorda		Produzione lorda	
	Impianti n.	MW	GWh	Ore utilizzo (h/a)
Totale	2.184	17.623	41.623	2.362
Serbatoio	145	8.029	10.757	1.340
Bacino	176	4.916	12.767	2.597
Acqua fluente	1.863	4.678	18.099	3.869

Tabella 5-20 Suddivisione per tipo di impianto da fonte idrica in Italia nel 2008

Fonte: GSE - Statistiche sulle fonti rinnovabili in Italia Anno 2008

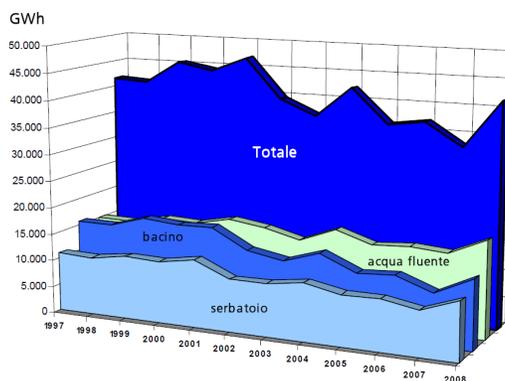


Figura 5-58 Andamento della produzione idrica rinnovabile (1997 – 2008)

Fonte: GSE - Statistiche sulle fonti rinnovabili in Italia Anno 2008

A livello Europeo, a causa degli evidenti impatti sull'ambiente determinati dagli impianti di grande taglia, il settore ha visto un progressivo aumento di impianti mini e micro idroelettrici. L'Italia rappresenta in questo segmento il leader in Europa (Tabella 5-21).

	Paese	MW	
1	Italy	2.595	
2	France	2.061	
3	Spain	1.882	
4	Germany	1.756	
5	Austria	1.201	
6	Sweden	962	
7	Portugal	371	
8	Romania	325	
9	Finland	316	
10	Czech Rep.	277	
	Total EU	12.932	

Tabella 5-21 Potenza elettrica installata a lla fine del 2008 (impianti di potenza < 10MW)

Fonte:Europe's Energy Portal (<http://www.energy.eu>)

Gli impianti di piccola e media taglia presentano invece un interessante potenziale di sviluppo, con numeri di rilievo e un'industria alle spalle molto sviluppata.

Uno studio condotto dall'ESHA⁶¹ nel 2005, ha raccolto dati significativi sullo stato dell'arte della tecnologia e sulle prospettive del settore.

Nel'Europa a 15 erano operativi circa 14.000 impianti minihydro, con una taglia media di 0,7 MW ad impianto, mentre nei rimanenti paesi 3.200 ed una taglia media di 0,5 MW di potenza, per un totale continentale pari a 12.500 MW.

Come precedentemente sottolineato, l'energia idroelettrica è la più importante, in termini di produzione, specialmente nei cosiddetti paesi nuovi entranti, sebbene il grosso sia rappresentato dagli impianti con potenza maggiore di 10MW (circa il 75% della produzione rinnovabile totale, mentre il mini e micro hydro rappresentano il 9%).

Sempre la pubblicazione dell'ESHA, mette in evidenza che il potenziale per la tecnologia è comunque interessante, sebbene l'82% sia stato già sfruttato. A livello europeo, è pari a circa 60 TWh/anno, in gran parte nei paesi dell'ex blocco sovietico (Polonia, Romania, Repubblica Ceca, Slovenia, Bulgaria e Slovacchia).

Il dato appena indicato però considera anche il potenziale della Turchia che equivale a 19.300 TWh/anno (Figura 5-59).

⁶¹ European Small Hydropower Association

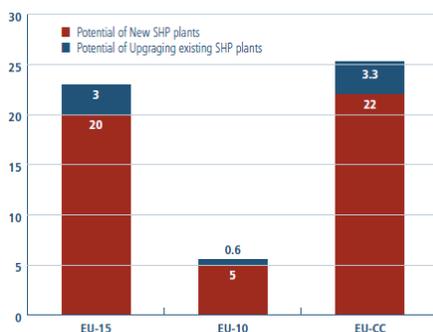


Figura 5-59 Potenziale del mini e micro idroelettrico in EU (2004)

Fonte: ESHA

Solo una piccola parte deriva dal potenziamento e il rinnovo di impianti già esistenti (6,9 TWh/anno): il resto è rappresentato da nuove installazioni.

In questo contesto è interessante considerare lo studio sviluppato dall'EREC⁶² che impostando degli scenari di sviluppo delle fonti rinnovabili al 2040, prende in considerazione due possibili sviluppi del settore, imponendo diversi gradi di intervento delle politiche e degli stati e di sviluppo delle tecnologie e della ricerca a livello globale.

Un primo scenario, il più "spregiudicato" denominato AIP (Advanced International Policies Scenario⁶³), prevede un andamento del settore dell'energia idroelettrica molto regolare in quanto: impianti di grossa taglia hanno un potenziale minimo, mentre i mini e micro idroelettrico avranno un andamento piuttosto importante a cavallo tra il 2010 e il 2030.

		2001-2010	2010-2020	2020-2030	2030-2040
AIP	Small Hydro	8,0 %	10,0 %	8,0 %	6 %
AIP	Large Hydro	2 %	1,5 %	1 %	0,5 %

Expected annual growth rates for Hydro Power

Tabella 5-22 Tassi di crescita della produzione idroelettrica (2001 – 2040)

Fonte: EREC - Renewable energy scenario to 2040

⁶² European Renewable Energy Council

⁶³ Lo scenario AIP prevede l'attuazione a livello internazionale di politiche avanzate nella promozione e nello sviluppo delle fonti rinnovabili, in particolare:

1. stabilire degli obiettivi di produzione di energie rinnovabili stringenti a livello internazionale
2. aumentare la consapevolezza dei cittadini e dei politici sulle energie rinnovabili
3. dare più enfasi allo sviluppo delle fonti rinnovabili nei programmi di cooperazione internazionale
4. dare supporto al settore tramite organismi finanziari internazionali
5. cambiare i sistemi di incentivazione e di sussidio
6. rafforzare la ricerca e lo sviluppo

In combinazione con le altre tecnologie, lo scenario prevede all'anno 2040 una percentuale dell'elettricità prodotta a livello mondiale circa dell'80% da fonti rinnovabili, con un apporto dell'energia idroelettrica molto ridimensionato.

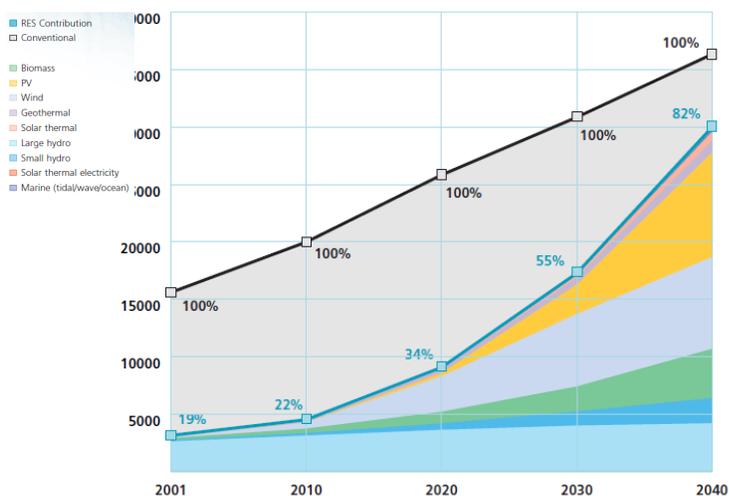


Figura 5-60 Produzione elettrica mondiale TWh
Fonte: EREC - Renewable energy scenario to 2040

I dati nella tabella sotto riportata evidenziano quanto descritto nella figura precedente.

	2001	2010	2020	2030	2040
Total Consumption in TWh (IEA)	15578	19973	25818	30855	36346
Biomass	180	390	1010	2180	4290
Large Hydro	2590	3095	3590	3965	4165
Small Hydro	110	220	570	1230	2200
Wind	54,5	512	3093	6307	8000
PV	2,2	20	276	2570	9113
Solar Thermal	1	5	40	195	790
Geothermal	50	134	318	625	1020
Marine	0,5	1	4	37	230
Total RES	2988,2	4377	8901	17109	29808
RES Contribution	19,2%	21,9%	34,5%	55,4%	82,0%

Tabella 5-23 Contributo delle fonti rinnovabili alla produzione globale di elettricità - Scenario AID al 2040
Fonte: EREC - Renewable energy scenario to 2040

Analizzando infatti il contributo delle singole tecnologie alla produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, è evidente come l'idroelettrico passerà quasi dal 90% del 2001 al 20% del 2040, grazie all'aumento dell'utilizzo delle tecnologie per impianti di piccola e media potenza idroelettrici.

	2001		2040	
Biomasse	180	6,02%	4290	14,39%
Idroelettrico	2590	86,67%	4165	13,97%
Mini Hydro	110	3,68%	2200	7,38%
Eolico	54,5	1,82%	8000	26,84%
Fotovoltaico	2,2	0,07%	9113	30,57%
Solare termodinamico	1	0,03%	790	2,65%
Geotermoelettrico	50	1,67%	1020	3,42%
Energia Marina	0,5	0,02%	230	0,77%
Totale	2988,2		29808	

Tabella 5-24 Contributo delle tecnologie alla produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili

Fonte: Elaborazione dell'autore di dati EREC - Renewable energy scenario to 2040

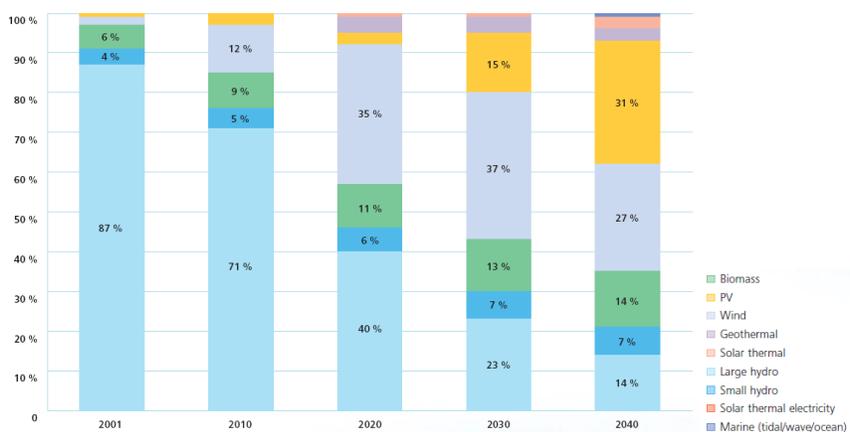


Figura 5-61 Contributo delle fonti rinnovabili alla produzione di energia elettrica (2001 - 2040)

Fonte: EREC – Renewable energy scenario to 2040

Lo scenario AIP mette quindi in evidenza la relativa importanza di questa tecnologia nello sviluppo delle fonti rinnovabili, e quindi la conseguente poca attenzione da parte dei soggetti economici rispetto tecnologie con più appeal per il mercato. Anche il secondo scenario di sviluppo costruito dall'EREC denominato lo scenario DCP (Dynamic current policies scenario⁶⁴) mette in evidenza un sostanziale sviluppo delle fonti rinnovabili con risultati di minor rilievo, mettendo comunque in evidenza, allo stesso momento, un andamento piatto per l'energia idroelettrica.

⁶⁴ In questo caso il modello è basato di meno sulla cooperazione internazionale tra gli stati, ma suppone l'adozione da parte dei paesi più sviluppati, di politiche ambiziose, sul livello di quelle attualmente in vigore in Germania.

	1996-2001	2001-2010	2010-2020	2020-2030	2030-2040
Biomass	2%	2%	2.5%	3%	2.5%
Large hydro	2%	1%	1%	1%	0%
Small hydro	6%	6%	8%	6%	4%
Wind	33%	25%	17%	9%	4%
PV	25%	25%	27%	22%	15%
Solar thermal	10%	12%	14%	12%	8%
Solar thermal electricity	2%	16%	18%	16%	13%
Geothermal	6%	6%	6%	4%	3%
Marine (tidal/wave/ocean)	-	8%	15%	18%	16%

Tabella 5-25 Tassi di crescita delle differenti tecnologie secondo lo scenario DCP

Fonte: EREC – Renewable energy scenario to 2040

	2001	2010	2020	2030	2040
World Primary Energy Consumption (Mtoe)	10038,3	11752	13553	15547	17690
Biomass	1080	1291	1653	2221	2843
Large Hydro	222,7	255	281	296	308
Small Hydro	9,5	16	34	62	91
Wind	4,7	35	167	395	584
PV	0,2	1	15	110	445
Solar Thermal	4,1	11	41	127	274
Solar Thermal Power	0,1	0,4	2	9	29
Geothermal	43,2	73	131	194	261
Marine (tidal/wave/ocean)	0,05	0,1	0,4	2	9
TOTAL RES	1364,5	1682,5	2324,4	3416	4844
RES Contribution	13,6%	14,3%	17,1%	22,0%	27,4%

Tabella 5-26 Contributo delle fonti rinnovabili alla produzione globale di elettricità – Scenario DCP al 2040

Fonte: EREC – Renewable energy scenario to 2040

	2001		2040	
Biomasse	1.080,0	79,15%	2843	58,69%
Idroelettrico	222,7	16,32%	308	6,36%
Mini Hydro	9,5	0,70%	91	1,88%
Eolico	4,7	0,34%	584	12,06%
Fotovoltaico	0,2	0,01%	445	9,19%
Solare termico	4,1	0,30%	274	5,66%
Solare termodinamico	0,1	0,01%	29	0,60%
Geotermico	43,2	3,17%	261	5,39%
Energia Marina	0,05	0,00%	9	0,19%
Totale	1.364,5		4.844	

Tabella 5-27 Contributo delle tecnologie rinnovabili ai consumi mondiali di energia primaria (Mtoe)

Fonte: Elaborazione dell'autore di dati EREC - Renewable energy scenario to 2040

5.7.1. L'industria

L'industria mini Hydro ha comunque un potenziale non sfruttato, che consentirà un aumento della propria attività attraverso lo sviluppo di nuovi impianti e l'ammmodernamento delle centrali idroelettriche di piccole dimensioni. A livello continentale, il mercato più promettente per i produttori è la ristrutturazione di impianti esistenti, mentre al di fuori dell'Europa ci sono nuove opportunità per l'esportazione e il trasferimento di tecnologia.

Questo know-how ha reso possibile per l'Europa l'incremento dell'esportazione dei propri prodotti a paesi ad alto potenziale, come ad esempio quelli in Asia e in America Centrale.

Target countries with favourable conditions for SHP exports. Source: ESHA, 2003		
Region	Time frame	Countries for consideration
Latin America	Short to medium term	Brazil, Peru, Argentina, Ecuador, Colombia
Africa	Immediate	Uganda
Central and Eastern Europe	Short to medium term	Slovakia, Poland, Czech Republic, Ukraine; most independent countries in former USSR region
Asia (excluding India and China)	Short to medium term	Nepal, Thailand, Sri Lanka, Philippines, Indonesia, Laos, Vietnam
Other	Immediate	India, China, Russia, Caribbean, Cuba

Tabella 5-28 Paesi con condizioni favorevoli per lo sviluppo del mini-idroelettrico Fonte: ESHA 2003

La crescita economica e un aumento del fabbisogno energetico stimolerà in effetti il progresso dell'energia idroelettrica. Soprattutto la Cina e l'India sono destinate ad una importante mercato con un potenziale ancora non sfruttato pari a 83.000 MW. In questa fase di forte espansione, per questi paesi sarà comunque importante introdurre degli standard normativi e costruttivi in grado di salvaguardare l'ambiente e minimizzare gli impatti negativi derivanti dalla costruzione di grandi impianti. I governi europei dovrebbero quindi accompagnare le industrie verso la preparazione di progetti innovativi e sostenibili. Dal punto di vista degli operatori sul mercato, ci sono una cinquantina di produttori di turbine idrauliche in Europa: quattro società multinazionali (Alstom Power Hydro, VA Tech / Andritz, Voith Siemens e GE Energy) dominano il mercato delle turbine su grande scala e sono presenti anche nel segmento delle turbine di piccola taglia.

Accanto a queste grandi aziende, numerose piccole e medie imprese operano nel settore del mini e micro idroelettrico. Queste realtà industriali si trovano soprattutto negli altri paesi leader nella produzione di energia idroelettrica: l'Italia, Francia, Germania, Austria e Svezia, ma sono molto ben rappresentati la Repubblica Ceca, Polonia e Slovenia. L'attività di tutte queste società è in gran parte orientata verso l'esportazione.

Negli ultimi anni le imprese del settore in Europa hanno saputo innovare nella direzione dello sviluppo tecnico, dominando il mercato internazionale per i piccoli impianti idroelettrici e della componentistica.

5.7.2. I costi

In generale, i grandi impianti idroelettrici non hanno difficoltà a competere sul mercato con la produzione di energia da fonti tradizionali, mentre le piccole centrali idroelettriche, soprattutto i più piccole, normalmente possono competere solo se si tiene conto dei costi esterni associati ai combustibili fossili e nucleari.

I capitali necessari per gli impianti idroelettrici di piccole dipendono dalle caratteristiche geologiche e geografiche del sito, dalle apparecchiature (turbine, generatori, ecc) e dalle opere di ingegneria civile, e dalla costanza del flusso di acqua durante tutto l'anno.

Utilizzare dighe esistenti, dighe, bacini artificiali e stagni può ridurre significativamente sia l'impatto ambientale che i costi dell'impianto.

Ma è importante considerare anche altre voci importanti di costo: una particolare attenzione deve essere posta al costo di utilizzare l'acqua (spese per l'acqua e / o canoni di concessione), nonché al procedimento amministrativo per ottenere le licenze per lo sfruttamento dell'acqua.

A parte gli investimenti e costi di produzione, un altro elemento di costo principale è l'esercizio e la manutenzione (O & M), comprese le riparazioni e le assicurazioni.

Queste voci possono rappresentare tra l'1,5 e il 5% dei costi di investimento.

Dato che la tecnologia è matura, non si prevedono grosse fluttuazioni dei costi di produzione dell'energia idroelettrica, lo sviluppo si concentrerà quindi sui costi di installazione.

Il costo specifico del capitale di piccoli impianti idroelettrici dipende dalla capacità installata e dalla dimensione del progetto: il costo per kW installato è massimo quando i salti di acqua sono più bassi, e diminuisce rapidamente al crescere dello stesso: un'altezza del salto di 15 metri è considerato il valore sotto il quale i costi aumentano progressivamente, come per impianti di potenza inferiore a 250 kW.

Dato che gran parte del potenziale in Europa ha salti medio-bassi, i benefici di concentrare gli sforzi di sviluppo in questo settore, e in particolare per impianti di bassa potenza, sono evidenti.

Investment and production costs of SHP plants in some Member States of the EU (2003)			
Country	Average SHP production costs (€cents/kWh)	Range Investment Costs €/kW	Average O&M costs (€cents/kWh)
Spain	3.5 - 7	1500	0.9
Austria	3.6 - 14.5	2500	0.4
Sweden	4 - 5	1800 - 2200	1.4
Czech Republic	2 - 3	660 - 2000	-
Lithuania	2.5 - 3	2200 - 2500	-
Poland	3	500 - 1200	-

Tabella 5-29 Investimenti e costi di produzione in alcuni paesi europei

Fonte: State of the art of small hydropower in EU – 25 (2003)

Bibliografia

1. Anderson, B. «Solar energy: fundamentals in building design.» *New York: McGraw-Hill*, 1977.
2. DLR -CIEMAT, « D 12.2 Final report on technical data, costs, and life cycle inventories of solar thermal power plants». Sixth Framework Programme – New Energy Externalities Developments for Sustainability, 2008.
3. Kalogirou, S.A. «Solar thermal collectors and applications.» *progress in Energy and Combustion Science, Elsevier 30 (2004) 231-295*, 2004.
4. Morse, F.H. «The global market initiative for concentrating solar power.» *ASES Conference, Portland*, 2004.
5. NREL, «Assessment of Parabolic Trough and Power Tower Solar Technology Cost and Performance Forecasts », Subcontractor report Sargent & Lundy LLC Consulting Group Chicago, Illinois, 2003.
6. NREL, «Potential for Renewable Energy in the San Diego Region – Appendix E: Solar Thermal -Concentrated Solar Power», 2005.
7. Solar Millennium AG, «The parabolic trough power plants Andasol 1 to 3 – The largest solar power plants in the world – Technology premiere in Europe», 2008.
8. Solar Paces, Estela, Greenpeace, «Global Concentrating Solar Power Outlook – Why renewable energy is hot», 2008.
9. Solar Paces, «CSP technology – Solar dish engine, Solar power tower, Solar parabolic trough.» www.solarpaces.org/CSP_Technology/csp_technology.htm, 2009.
10. Stine, W.B., Geyer, M., «Power from the sun»,
11. <http://www.powerfromthesun.net/book.htm>, 2001.
12. APER, «Dossier Micro-Idroelettrico». Progetto RES & RUE Dissemination, 2002.
13. ESHA, «Current situation of small hydropower in the EU-15 according to ESHA's members », 2004.
14. MhyLab, ESHA, «Proposals for a European Strategy of Research, Development and Demonstration for Renewable Energy from Small Hydropower », 2005.
15. Alternative Hydro Solutions, <http://www.althydrosolutions.com>, 2006.
16. Faggiolati Pumps Spa, Comunicazione privata, 2009.
17. conto energia – M. Di Veroli, il Conto Energia per il fotovoltaico, l'iter unico di autorizzazione Caltanissetta, Venerdi, 11 luglio 2008
18. iter autorizzativo FV- L. Rubini, M. Di Veroli, A. Calabria, Fonti energetiche rinnovabili: normative, tecnologie e meccanismi di incentivazione – progetto EnerGicaMente della Regione Sicilia – Ass.to Reg.le Industria – Dipartimento Industria Aprile, 2006
19. eolico - Dispense delle lezioni di Impianti ad energie rinnovabili Prof. L. Rubini, a.a. 2007-2008

20. biomasse – Sezione Proener Cirps - L. Rubini, M. Di Veroli, A. Calabria - Elaborazione dello Studio “La filiera delle biomasse e le potenzialità del loro sfruttamento energetico nel Cilento”, progetto EQUAL II,
21. biogas - L. Rubini, M. Di Veroli, A. Calabria, e altri, “Biomasse per l’energia guida per progettisti ed installatori”. Collana “Greenpro” - A cura di ISES ITALIA e IDIS – Città della Scienza nell’ambito del Progetto U.E: “Greenpro” (Guide for Renewable Energy Installations to promote biomass, photovoltaics and solar thermal in the Europe). Roma 2004
22. Sezione Proener Cirps - L. Rubini, M. Di Veroli, A. Calabria - Progettazione della sezione gassificatore del laboratorio sperimentale per la produzione di idrogeno da biomasse nell’ambito del progetto CeSIBA (Centro Sperimentale Idrogeno da Biomasse in Aspromonte) promosso dalla Provincia di Reggio Calabria, CIRPS e Parco Nazionale dell’Aspromonte.
23. geotermia - Dispense delle lezioni di Impianti ad energie rinnovabili Prof. L. Rubini ing. Silvia Sangiorgio, a.a. 2007-2008
24. P. Signanini, R. Madonna, G. Iezzi, P. Favali, B. Di Sabatino, G. Crema, U. Antonelli, D. Paltrinieri – Giornale di Geologia Applicata 4 (2006) - I distretti vulcanici sottomarini del Tirreno: una possibile risorsa geotermica?)
25. V. Pignatelli. Le tecnologie per i biocombustibili e i biocarburanti: opportunità e prospettive per l’Italia. Dossier ENEA, 2006
26. A. Demirbas, H. Kara; “New options for conversion of vegetable oil to alternative fuels”; Energy Sour Part A Recover Until Environ Effects; 2006
27. A. Demirbas; “Biodiesel: A Realistic Fuel Alternative For Diesel Engines”; Springer; 2008
28. F. Ma, M.A. Hanna; “Biodiesel production: a review” Bioresour Technol; 1999

Stampa:

Graphisoft · 00184 Roma · Via Labicana, 29

Tel. 06 7001450 · Fax 06 77255402

www.graphisoft.it