



European Leader+ Renewable Energy Network

www.elren.net



Manuale di divulgazione sulle **ENERGIE RINNOVABILI**



- Prima edizione 2007 da parte di Carlow LEADER e Tipperary Institute (versione elettronica sul sito web ELREN : www.elen.net)

© Carlow LEADER Rural Development Company Ltd (Carlow LEADER) e Tipperary Rural and Business Development Institute Ltd. (Tipperary Institute)

Il contenuto della presente pubblicazione è protetto dalle leggi sul diritto d'autore. Nessuna parte del presente libro può essere riprodotta, archiviata, o inserita in sistemi di recupero di informazioni, o trasmessa in qualsiasi forma o con altro mezzo (elettronico, meccanico, fotocopia, registrazione o altro modo) senza l'autorizzazione scritta dei titolari del diritto d'autore.

Nè la Commissione Europea nè i suoi fornitori, agenti o loro subfornitori, autori e i titolari del diritto d'autore forniscono alcuna garanzia o assicurazione, in maniera espressa o implicita, con riguardo alle informazioni contenute in questa pubblicazione, nè assumono alcuna responsabilità per l'utilizzo di tali informazioni o danni conseguenti.

Il permesso di utilizzare alcune delle immagini e dati contenuti nella pubblicazione e' stato richiesto e concesso da terzi titolari del diritto d'autore. Per un numero ridotto di immagini la richiesta di utilizzo non ha avuto risposta alla data di pubblicazione. Gli editori invitano le parti contattate a rivolgersi a Clifford Guest, Tipperary Institute, Nenagh Road, Thurles, Co. Tipperary, Ireland, posta elettronica; cguest@tippinst.ie. I dettagli completi dei riferimenti sono forniti nelle relative sezioni dei riferimenti.

Il riferimento alla presente pubblicazione è il seguente:

Tipperary Institute, 2007. *ELREN Renewable Energy Training Manual* [online at www.elen.net], published by Carlow LEADER and Tipperary Institute, Ireland.

Progetto grafico: Ann Quinlan, Brosna Press Ltd., Ireland.
Editore: Clifford Guest. Tipperary Institute, Ireland
Composizione: Una Johnston, Mementomori Ltd., Ireland

La presente pubblicazione non è in vendita nè può essere soggetta a vendita successiva, essendo stata interamente finanziata con il progetto ELREN e il Programma LEADER. LEADER è sostenuto dalla Unione Europea e dal Department of Community, Rural and Gaeltacht Affairs nell'ambito del Piano Nazionale di Sviluppo 2000-2005, Irlanda.

Il presente manuale di formazione sulle energie rinnovabili è un prodotto del progetto della Rete Europea LEADER+ sulle Energie Rinnovabili (ELREN). Gli obiettivi principali del progetto sono:

- Facilitare lo scambio di conoscenze fra Gruppi di Azione Locale LEADER+ dell'Unione Europea mediante know-how tecnico, esperienze applicative, informazioni essenziali di carattere commerciale e opportunità di cooperazione nei campi della Produzione di Energia da Fonti Rinnovabili (REprod) e Prestazioni Energetiche degli Edifici (EnSav)
- Incoraggiare l'adozione di micro-tecnologie nelle aree rurali da parte di istituzioni pubbliche locali ed agenzie, PMI e famiglie
- Diffondere informazioni essenziali sulle politiche nazionali riguardanti le Energie Rinnovabili, normative applicabili e finanziamenti/incentivi disponibili.

Le attività principali di progetto sono:

- Realizzazione del sito web ELREN e di una Banca Dati sui progetti ER
- Pubblicazione di un Manuale di Divulgazione ER
- Organizzazione di visite di campo volte ad illustrare modelli di buone pratiche
- Organizzazione di conferenze di progetto al fine di facilitare lo scambio di conoscenze fra Gruppi di Azione Locale LEADER+ dell'Unione Europea

Informazioni ulteriori sono disponibili nel sito web di progetto www.elen.net

Partner del Progetto ELREN

Partner Capofila

Projectbureau LEADER+KVNH+T

Referente : Jadranka Cace
Willemsoord 30
1781 AS Den Helder, Paesi Bassi
Tel: +31 20 4720135
Cell: +31 6 41519867
Email: jadranka@elren.net

Core Partner 2

VASTESE INN. s.cons.r.l.

Referenti : Vincenzo Pachioli / Nicola Tartaglia
Via Italia 77/A
66052 Gissi (CH), Italia
Tel: +39 0873 93352 / +39 06 52246061
Cell: +39 339 2508075
Email: vastese@elren.net

Core Partner 3

Carlow LEADER Rural Development Company Ltd.

Referente : Clare O'Shea
McGrath Hall
Bagenalstown, Co. Carlow, Irlanda
Tel: +353 59 20733
Cell: +353 879163064
Email: leadercarlow@eircom.net

Core Partner 4

ADERCO Asociación para el Desarrollo Rural de la Comarca de Olivenza

Referente: Joaquín Fuentes Becerra
Paseo Hernán Cortés s/n
E-06100 Olivenza (Badajoz), Spagna
Tel: +34 924492803
Email: aderco@elren.net

Al progetto hanno aderito altre 59 organizzazioni di 15 paesi europei in qualità di "support partners" partecipanti alle attività di progetto.

Il Manuale ELREN di Divulgazione sulle Energie Rinnovabili è basato sostanzialmente sul materiale e la titolazione per capitoli utilizzata dal Tipperary Institute nella conduzione del "Corso di Addestramento per l'Introduzione alle Energie Rinnovabili", della durata di 30 ore, completato nel Dicembre 2005 per conto di Carlow LEADER Rural Development Company Ltd. Il contenuto e lo scopo del presente manuale riflettono la natura e ampiezza del suddetto corso di formazione.

Il materiale del Capitolo 11 (Biocombustibili Liquidi) è ricavato dalla Nota Introduttiva SE sui biocombustibili liquidi (2003) utilizzata su permesso di Sustainable Energy Ireland. Aggiunte e edizione del testo originale sono a cura del Tipperary Institute.

La versione italiana del presente manuale (traduzione e adattamento del testo al contesto italiano) è stata predisposta da **A.L.E.S.A. s.cons.r.l.** (Chieti) per conto del **Gruppo di Azione Locale VASTESE INN. s.cons.r.l.** (Gissi) e coordinata da **Tecnopiani I.C. s.r.l.** (Roma).

Nell'adattamento della pubblicazione alla realtà italiana sono stati eliminati alcuni contenuti del testo originale non riferibili a tale contesto ed integrati altri contenuti di riferimento nazionale e locale. Il titolare del diritto d'autore è manlevato da qualsiasi responsabilità dovuta ad eventuali inesattezze e/o omissioni che possano derivare dalla revisione del testo effettuata dall'editore italiano.

INDICE

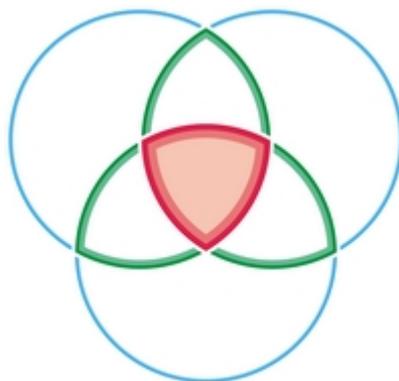
1. INTRODUZIONE AL PROGRAMMA LEADER	10
1.1 OBIETTIVI	10
1.2 ALCUNI TERMINI.....	10
1.3 LEADER - ORIGINI E BACKGROUND	10
1.4 IL METODO LEADER	11
1.5 AMMINISTRAZIONE E APPLICAZIONE DEL LEADER.....	12
1.5.1 Gruppi di Azione Locale (GAL).....	13
1.5.2 Azioni Locali (Asse 1).....	13
1.5.3 Azioni di Cooperazione (Asse 2).....	14
1.5.4 Azioni di Rete (Asse 3).....	14
1.5.5 Struttura del GAL.....	14
1.6 L'AUTORITÀ DI GESTIONE	15
1.7 LEADER+ IN ITALIA.....	15
1.8 COME SI È EVOLUTO IL LEADER?.....	17
1.9 PROSSIMA PROGRAMMAZIONE.....	18
2. TERMINOLOGIA DELL'ENERGIA RINNOVABILE	21
2.1 OBIETTIVI	21
2.2 CONVENZIONI NUMERICHE.....	21
2.3 ENERGIA E POTENZA.....	21
2.4 UNITÀ DI MISURA DELL'ENERGIA: JOULE E KWH.....	22
2.5 CONTENUTO ENERGETICO DEI CARBURANTI.....	22
2.6 PREFISSI PER UNITÀ DI MISURA	23
2.7 CALCOLO DEL CONSUMO ENERGETICO E DELLA PRODUZIONE	24
2.8 CASO STUDIO SULLA CERTIFICAZIONE ENERGETICA DI UN EDIFICIO	24
2.9 ALTRE UNITÀ DI MISURA PER ENERGIA E POTENZA.....	26
2.10 SINTESI	27
3. INTRODUZIONE ALL'ENERGIA RINNOVABILE	30
3.1 OBIETTIVI	30
3.2 INTRODUZIONE.....	30
3.3 DEFINIZIONI.....	30
3.3.1 Energia alternativa	30
3.3.2 Energia rinnovabile.....	30
3.3.3 Energia sostenibile.....	30
3.4 DOMANDA E CONSUMO DI ENERGIA: A LIVELLO GLOBALE.....	31
3.5 DOMANDA E CONSUMO DI ENERGIA: A LIVELLO EUROPEO	33
3.6 DOMANDA E OFFERTA DI ENERGIA: ITALIA	34
3.6.1 Consumo energetico annuo in Italia.....	35
3.6.2 La produzione italiana di energia elettrica nel 2004.....	36
3.7 ENERGIA E CAMBIAMENTO CLIMATICO.....	37
3.8 SINTESI	39
4. ENERGIA GEOTERMICA E POMPE DI CALORE	44
4.1 OBIETTIVI	44
4.2 INTRODUZIONE ALL'ENERGIA GEOTERMICA	44
4.3 TECNOLOGIA E APPLICAZIONI DELLA POMPA DI CALORE	45
4.3.1 Come funzionano i sistemi a pompa di calore?.....	45
4.3.2 Il Coefficiente di rendimento.....	46
4.4 TIPI DI COLLETTORI	46
4.4.1 Pompe di calore geotermiche a scambiatore orizzontale	46
4.4.2 Pompe di calore geotermiche a scambiatore verticale.....	46
4.4.3 Pompe di calore geotermiche acqua-acqua.....	47
4.4.4 Sistemi ad aria	47
4.5 COMPONENTI DI SISTEMA	47
4.6 MANUTENZIONE E FUNZIONAMENTO	48

5.	ENERGIA SOLARE FOTOVOLTAICA.....	51
5.1	OBIETTIVI	51
5.2	INTRODUZIONE ALL'ENERGIA SOLARE.....	51
5.3	INTRODUZIONE AL FOTOVOLTAICO	51
5.4	FOTOVOLTAICO: LE TECNOLOGIE.....	52
5.5	CARATTERISTICHE DEL FOTOVOLTAICO.....	53
5.6	CALCOLI PER FV	54
5.7	CONSIDERAZIONI SUL POSIZIONAMENTO.....	56
5.8	IL FOTOVOLTAICO IN ITALIA (POTENZIALE, POTENZA INSTALLATA E POLITICHE)	58
6.	ENERGIA SOLARE TERMICA.....	64
6.1	OBIETTIVI	64
6.2	INTRODUZIONE ALL'ENERGIA SOLARE.....	64
6.3	ENERGIA SOLARE APPLICATA ALLA PRODUZIONE DI CALORE.....	64
6.3.1	<i>Sezione 1: Case Passive</i>	<i>65</i>
6.3.2	<i>Sezione 2: Solare Termico per il riscaldamento dell'acqua.....</i>	<i>70</i>
6.4	COMPONENTI E CONFIGURAZIONI DEL SOLARE TERMICO.....	76
6.4.1	<i>Sistemi a circuito indiretto o chiuso.....</i>	<i>76</i>
6.4.2	<i>Sistemi a circuito diretto o aperto.....</i>	<i>76</i>
6.4.3	<i>Centralina di controllo.....</i>	<i>76</i>
6.4.4	<i>Sistema a circolazione naturale.....</i>	<i>76</i>
6.5	CAPACITÀ NAZIONALE ISTALLATA	77
6.6	FATTIBILITÀ FINANZIARIA	78
6.7	RISCALDAMENTO DELL'ARIA CON IL SOLARE	79
6.8	SISTEMA SOLARE COMBINATO.....	80
6.9	BARRIERE DI ENTRATA PER IL SOLARE TERMICO.....	80
6.10	AIUTI GOVERNATIVI.....	80
6.10.1	<i>Legge Finanziaria 2007.....</i>	<i>80</i>
6.10.2	<i>Contributi in conto capitale</i>	<i>80</i>
6.10.3	<i>Programma Solare per Enti Pubblici ed Aziende Gas</i>	<i>81</i>
7.	ENERGIA EOLICA	84
7.1	OBIETTIVI	84
7.2	CONTESTO GENERALE.....	84
7.3	TECNOLOGIA EOLICA.....	84
7.3.1	<i>Come si forma il vento</i>	<i>84</i>
7.3.2	<i>Comprendere l'Energia e la Potenza del Vento.....</i>	<i>85</i>
7.3.3	<i>Breve storia della tecnologia dell'energia eolica.....</i>	<i>86</i>
7.4	ENERGIA EOLICA E PRODUZIONE DI ELETTRICITÀ.....	87
7.4.1	<i>Tipi e dimensioni di generatori eolici.....</i>	<i>87</i>
7.4.2	<i>Potenza ed energia dai generatori eolici.....</i>	<i>92</i>
7.4.3	<i>Distribuzione della velocità del vento e produzione di energia eolica.....</i>	<i>93</i>
7.5	LE FASI DI SVILUPPO DI UN PROGETTO EOLICO.....	96
7.6	SVILUPPO DELL'EOLICO OFFSHORE.....	99
7.7	EOLICO DI PICCOLA TAGLIA.....	99
7.8	POTENZIALITÀ E CAPACITÀ NAZIONALE INSTALLATA	99
7.9	BARRIERE ALLA DIFFUSIONE IN ITALIA	100
7.10	POLITICA, LEGISLAZIONE E SUPPORTI GOVERNATIVI	101
7.11	LA FATTIBILITÀ FINANZIARIA	103
7.12	CASO DI STUDIO IN PROVINCIA DI CHIETI.....	104
8.	ENERGIA IDROELETTRICA.....	109
8.1	OBIETTIVI	109
8.2	TECNOLOGIA DELL'ENERGIA IDROELETTRICA.....	109
8.2.1	<i>Dimensioni.....</i>	<i>109</i>
8.2.2	<i>Comprendere l'energia e il potere dell'acqua</i>	<i>110</i>
8.3	MISURARE LA PORTATA E IL SALTO.....	111
8.4	BREVE STORIA DELL'ENERGIA IDROELETTRICA	112

8.5	TIPI DI IMPIANTI	112
8.6	I TIPI DI TURBINE.....	113
8.6.1	La Turbina Pelton - ad Azione.....	114
8.6.2	La Turbina Francis.....	114
8.6.3	Le Turbine "a elica" e Kaplan - A Reazione.....	115
8.7	SELEZIONE DELLE TURBINE.....	115
8.8	COMPONENTI DELL'IMPIANTO	116
8.9	SVILUPPO DI UN PROGETTO	117
8.10	POTENZIALE E CAPACITÀ NAZIONALE.....	117
8.11	BARRIERE ALLA DIFFUSIONE DELLA TECNOLOGIA.....	118
8.12	SUPPORTI GOVERNATIVI.....	118
8.13	FATTIBILITÀ FINANZIARIA.....	119
8.14	CASI DI STUDIO.....	120
8.14.1	Caso di studio europeo.....	120
8.14.2	Casi studio locali.....	120
9.	DIGESTIONE ANAEROBICA.....	125
9.1	OBIETTIVI	125
9.2	DIGESTIONE ANAEROBICA (DA)- SCENARIO.....	125
9.2.1	Che cos'è la digestione anaerobica?.....	125
9.2.2	Benefici della digestione anaerobica.....	126
9.2.3	Uso corrente della DA, a livello globale e nell'UE.....	127
9.3	DIGESTIONE ANAEROBICA - CONDIZIONI DI PROCESSO	129
9.3.1	Temperature operative.....	129
9.3.2	Periodo di ritenzione (durata del processo digestivo).....	129
9.3.3	Condizioni dell'umidità.....	129
9.4	COMPONENTI DI SISTEMA	130
9.4.1	Serbatoi di digestione.....	130
9.4.2	Digestore orizzontale tipo plug-flow o flusso a pistone.....	130
9.4.3	Digestore verticale miscelato.....	131
9.4.4	Deposito di biogas.....	131
9.4.5	La caldaia / motore a gas.....	131
9.4.6	Sistemi di mescolamento.....	132
9.4.7	Serbatoi post-digestione.....	132
9.5	POTENZIALITÀ DEL METANO DI DIFFERENTI SUBSTRATI	132
9.6	TIPI DI IMPIANTI A BIOGAS.....	133
9.6.1	Impianti su scala ridotta.....	133
9.6.2	Impianti basati su fattorie.....	133
9.6.3	Co-digestori.....	133
9.6.4	Impianti industriali	133
9.7	DIMENSIONAMENTO.....	134
9.7.1	Dimensionamento di un digestore.....	134
9.7.2	Calcolo della produzione annuale di biogas.....	134
9.7.3	Calcolo della dimensione di un impianto CHP.....	134
9.8	STATO DELL'ARTE E POTENZIALITÀ IN ITALIA.....	135
9.9	BARRIERE ALL'INGRESSO.....	136
9.10	POLITICHE RILEVANTI E LEGISLAZIONE.....	137
9.11	INCENTIVI GOVERNATIVI	138
9.12	COSTI DI INVESTIMENTO.....	140
9.13	CASO DI STUDIO ITALIANO: IMPIANTO CENTRALIZZATO DI BETTONA.....	141
9.14	CASO DI STUDIO EUROPEO: IMPIANTO DI BIOGAS CENTRALIZZATO A FILSKOV.....	141
10.	ENERGIA DA COMBUSTIBILI LEGNOSI.....	146
10.1	OBIETTIVI	146
10.2	INTRODUZIONE.....	146
10.3	ENERGIA SOLARE IMMAGAZZINATA	146
10.4	UMIDITÀ DEL LEGNO.....	147
10.5	CONTENUTO ENERGETICO DEL LEGNO	148

10.6	TIPI DI COMBUSTIBILI LEGNOSI	149
10.6.1	<i>Cedui a Corta Rotazione</i>	150
10.6.2	<i>Tagli di combustibili legnosi</i>	150
10.7	TECNOLOGIE DI CONVERSIONE	151
10.8	TEORIA DELLA COMBUSTIONE	153
10.9	CAPACITÀ INSTALLATA E POTENZIALE NAZIONALE	154
10.10	BARRIERE ALL'ADOZIONE	155
10.11	POLITICA RILEVANTE, LEGISLAZIONE E SUPPORTI GOVERNATIVI	155
10.11.1	<i>Obblighi per gli impianti di potenza inferiore a 35k W</i>	156
10.11.2	<i>Per tutti gli impianti</i>	156
10.12	CASO STUDIO SULLA FATTIBILITÀ FINANZIARIA (ESEMPIO IRLANDESE)	156
10.13	PELLET E CIPPATO IN ITALIA	160
10.14	CALCOLO DEL FABBISOGNO DI COMBUSTIBILE LEGNOSO ANNUO: ESEMPIO ITALIANO	162
10.15	SINTESI	162
11.	ENERGIA DA BIOCOMBUSTIBILI LIQUIDI	167
11.1	OBIETTIVI	167
11.2	DEFINIZIONI E CLASSIFICAZIONI	167
11.3	TECNOLOGIE BIOFUEL	168
11.3.1	<i>Oli vegetali/grassi animali</i>	168
11.3.2	<i>Bio-Etanolo da barbabietola da zucchero, da cereali o da scarti del legno</i>	171
11.4	POTENZIALE NAZIONALE	173
11.5	BENEFICI	174
11.5.1	<i>Oli vegetali e grassi animali per biofuel</i>	174
11.5.2	<i>Bio-etanolo da barbabietola da zucchero, da cereali e da scarti del legno</i>	175
11.6	BARRIERE ALL'ADOZIONE	176
11.7	POLITICHE DI INDIRIZZO E LEGISLAZIONE	176
11.7.1	<i>Direttiva europea sui biocombustibili (2003)</i>	176
11.7.2	<i>Legge Finanziaria 2007</i>	177
11.8	FATTIBILITÀ FINANZIARIA: CASO IRLANDESE	178
11.8.1	<i>Oli vegetali / grassi animali</i>	178
11.8.2	<i>Bio-etanolo da barbabietola da zucchero, cereali o scarti del legno</i>	179
12.	BUSINESS PLAN & FINANZA	185
12.1	OBIETTIVI	185
12.2	STRUTTURA E COMPOSIZIONE DI UN PIANO D'IMPRESA	185
12.2.1	<i>Definizione di un Piano d'impresa</i>	185
12.2.2	<i>Piano d'impresa - Informazioni richieste</i>	186
12.2.3	<i>Piano d'impresa - Schema dei contenuti</i>	186
12.2.4	<i>Introduzione</i>	187
12.2.5	<i>Sintesi</i>	187
12.2.6	<i>Ricerca di mercato</i>	187
12.2.7	<i>Proprietà, Gestione e Impiego</i>	187
12.2.8	<i>Descrizione del business</i>	187
12.2.9	<i>Piano Operativo</i>	187
12.2.10	<i>Piano Marketing</i>	188
12.2.11	<i>Piano Organizzativo</i>	188
12.2.12	<i>Finanziamento</i>	188
12.2.13	<i>Piano finanziario</i>	188
12.2.14	<i>Valutazione dei rischi</i>	188
12.2.15	<i>Appendice</i>	189
12.2.16	<i>Altre possibili sezioni</i>	189
12.2.17	<i>Controllo finale</i>	189
12.3	IL PROGETTO FINANZIARIO	189
12.3.1	<i>Introduzione</i>	189
12.3.2	<i>Entrate e Uscite</i>	190
12.3.3	<i>Costi Annuali</i>	190
12.3.4	<i>Determinare i risparmi o gli utili</i>	191

12.3.5	<i>Prospetto del flusso di cassa</i>	191
12.3.6	<i>Strumenti di valutazione finanziaria (Simple Payback, VAN, TIR)</i>	192
12.3.7	<i>Fonti di informazione/Strumenti</i>	193
12.4	FONTI DI FINANZIAMENTO	193
12.4.1	<i>Finanziamenti Europei</i>	193
12.4.2	<i>Finanziamenti Nazionali</i>	193
12.4.3	<i>Finanziamenti Regionali e Locali</i>	196
12.5	REDAZIONE DEL PROGETTO	196
12.5.1	<i>Prima di scrivere un progetto</i>	196
12.5.2	<i>Ciclo di vita di un progetto</i>	197
12.6	CALCOLATORI E CASI STUDIO	197
12.6.1	<i>SEI - Calcolatore per il Confronto dei Costi Totali di Riscaldamento</i>	197
12.6.2	<i>Caso di studio RETScreen</i>	197
12.6.3	<i>Casi di studio ELREN</i>	197
13.	PARTECIPAZIONE, CONSULTAZIONE E PIANIFICAZIONE	205
13.1	OBIETTIVI	205
13.2	PARTE PRIMA: CONSULTAZIONE E PARTECIPAZIONE	205
13.2.1	<i>Perché partecipazione e consultazione</i>	206
13.2.2	<i>Opportunità di partecipazione offerte e ricevute</i>	207
13.2.3	<i>Avvalersi delle opportunità proposte</i>	207
13.2.4	<i>Presentare una proposta</i>	207
13.2.5	<i>Dare opportunità agli altri</i>	208
13.2.6	<i>Che cosa non sono la partecipazione e la consultazione</i>	208
13.2.7	<i>Approcci alla partecipazione</i>	209
13.2.8	<i>Tecniche per facilitare la partecipazione</i>	209
13.2.9	<i>Approcci alla consultazione</i>	211
13.2.10	<i>Sintesi</i>	211
13.3	PARTE SECONDA : FER E PROCESSO DI PIANIFICAZIONE (ITER LEGISLATIVO) IN ITALIA	213
13.3.1	<i>Introduzione</i>	213
13.3.2	<i>Il sistema di pianificazione</i>	213
14.	POLITICA E LEGISLAZIONE	221
14.1	OBIETTIVI	221
14.2	CHE COS'È LA POLITICA?	221
14.3	POLITICHE RILEVANTI DELL'UNIONE EUROPEA SULLE ER	221
14.4	POLITICHE ITALIANE RILEVANTI PER IL DECOLLO DELLE ER	225
	LISTA DI ACRONIMI, ABBREVIAZIONI E FORMULE	231



Capitolo

1

INTRODUZIONE AL PROGRAMMA LEADER

Paul Keating Ciaran Casey*

Irish LEADER Support Unit, Tipperary Institute

1. INTRODUZIONE AL PROGRAMMA LEADER

1.1 Obiettivi

- Familiarizzare con l'evoluzione del programma LEADER
- Conoscere come il programma LEADER si è evoluto a livello europeo
- Comprendere come opera un Gruppo d'Azione Locale (GAL)
- Familiarizzare con la struttura italiana del LEADER

1.2 Alcuni termini

- *Assi*
Assi 1, 2 e 3 si riferiscono rispettivamente a: attività locali, attività di cooperazione e attività di networking. Queste sono le attività che i GAL (Gruppi d'Azione Locale) intraprendono
- *Cooperazione Interterritoriale*
Lavoro di cooperazione tra gruppi LEADER della stessa nazione
- *Cooperazione Transnazionale*
Lavoro di cooperazione tra gruppi LEADER di nazioni UE con gruppi simili di nazioni fuori dall'Unione Europea
- *Cooperazione Transnazionale*
Lavoro di cooperazione tra gruppi LEADER di differenti nazioni UE
- *LEADER*
Metodologia per lo sviluppo rurale applicata nell'UE dal 1991
- *GAL*
Gruppo di Azione Locale: è la struttura chiave per l'implementazione del LEADER a livello locale
- *Autorità di Gestione*
Il soggetto pubblico responsabile del LEADER a livello regionale
- *Misure*
Area o focus nell'ambito del LEADER
- *Unità nazionale di rete*
Agenzia che supporta i gruppi LEADER di una nazione nello sviluppo di iniziative di cooperazione
- *Programma operativo*
Programma nazionale per l'implementazione del LEADER
- *Temi*
Focus specifici per lo sviluppo delle aree rurali nel programma LEADER+

1.3 LEADER - Origini e background

LEADER 'Liaison entre Actions de développement de l'Economie Rurale' è un programma per lo sviluppo rurale cofinanziato dall'Unione europea. Il LEADER è stato lanciato nel 1991 dall'allora Commissario per l'Agricoltura, Ray McSharry. La necessità di misure mirate a ridurre il declino e l'abbandono delle aree rurali era stata manifestata per lungo tempo, particolarmente in paesi come

l'Irlanda e il Portogallo dove le popolazioni delle aree rurali si trovavano in una situazione di cronico declino.

L'atteggiamento verso le aree rurali, considerate retrograde e improduttive, sta cambiando e il sostegno a imprese, infrastrutture e servizi rurali sta trasformando queste aree in una reale opportunità per lo sviluppo urbano. Agli inizi degli anni 90 il Programma di riforma della Politica Agricola Comunitaria, che tentava di ridurre i sussidi alla produzione agricola, è stato un argomento politico molto impopolare in tutta l'Europa rurale, fomentando la paura di una accelerazione del declino dell'economia rurale. Come risultato della riforma della Politica Agricola Comunitaria, molti agricoltori iniziarono ad abbandonare le campagne; era quindi determinante offrire loro alcune opportunità economiche alternative. Infatti il Programma di Sviluppo Rurale dell'Unione Europea è ora considerato il secondo pilastro della politica agricola.



Figura 1.1 : Ray McSharry
Fonte : EUROPA, 2007



Figura 1.2 : Logo LEADER
Fonte : EUROPA, 2007

È stato in questo difficile clima economico che il programma LEADER è stato lanciato come iniziativa pilota, mirata a facilitare la rigenerazione economica e sociale nelle aree rurali. Il programma intendeva promuovere ciò attraverso lo sviluppo di strategie innovative, integrate e partecipative.

È fondamentale che i piani e le strategie di sviluppo territoriale siano implementati a livello locale e prevedano il coinvolgimento degli attori del territorio affinché le azioni risultanti da queste strategie siano decise e approvate a livello locale sebbene inquadrare in una politica nazionale ed europea.

La parte più sostanziosa del finanziamento al programma LEADER viene assicurata dall'Unione Europea, mentre i governi nazionali e i privati offrono il loro sostegno attraverso il co-finanziamento¹ dei progetti. Questo meccanismo assicura l'impegno e il contributo nazionale e locale al programma e ai progetti.

1.4 Il metodo LEADER

Al programma pilota originario LEADER I (1991-1994), sono seguiti due programmi successivi, LEADER II (1994-1999) e LEADER+ (2000-2006). La natura dell'approccio LEADER allo sviluppo rurale è rimasta tuttavia inalterata dal 1991 al 2006 e basata su alcune specificità, così come illustrato nella Tabella 1.3.

¹ Le proporzioni del co-finanziamento comunitario, nazionale e locale variano a seconda delle aree obiettivo, in media 33% EU, 33% Nazionale e 33% settore privato nel LEADER I.

Le otto specificità del metodo LEADER

Gli elementi locali (Questi elementi sono rappresentati dal gruppo locale o dalla strategia locale di sviluppo)	Approccio territoriale	Contrariamente ad un approccio settoriale, lo sviluppo si concentra su un territorio specifico, su un uso migliore delle risorse endogene, su un'integrazione orizzontale delle attività locali, sulle identità comuni e su una visione condivisa per l'area.
	Approccio ascendente	La partecipazione attiva di tutte le persone e le organizzazioni interessate alla pianificazione, al processo decisionale e all'attuazione dello sviluppo sociale ed economico.
	Gruppo locale (approccio basato sulla partnership)	Coalizione temporanea di individui o collettività sulla base di un contratto che vincoli tutti i partner alle stesse condizioni e per lo stesso scopo.
	Innovazione	Per dare nuove risposte ai problemi esistenti dello sviluppo rurale, che forniscano valore aggiunto e incrementino la competitività territoriale.
	Integrazione multisettoriale	La combinazione di attività di diversi settori economici o di attività pubbliche e private in un unico progetto e la coerenza strategica tra diversi progetti rispetto ad una visione comune.
Gli elementi translocali (Questi elementi emergono dalle interazioni tra i gruppi locali e tra le loro rispettive strategie)	Collaborazione in rete	La capacità e la disponibilità all'azione collettiva insieme ad altri soggetti indipendenti per uno scopo comune.
	Cooperazione transnazionale	Cooperazione di un numero indefinito di gruppi LEADER situati in almeno due Stati Membri per la progettazione, la produzione e la commercializzazione comune di merci o servizi.
L'elemento verticale (Questo elemento è rappresentato e attuato dall'autorità di programmazione. Fornisce il quadro gestionale entro il quale i gruppi locali svolgono le loro attività)	Gestione e finanziamento decentralizzati	Affidare l'attuazione dell'iniziativa LEADER alle strutture nazionali e regionali degli Stati Membri e ai gruppi di azione locale, riducendo a livello di programma il ruolo della Commissione alla partecipazione ad una "partnership di pianificazione e di decisione". A parte i Programmi Operativi, gli Stati Membri erano liberi di scegliere il modo di intervento definito "sovvenzione globale", caratterizzato dal trasferimento alla partnership locale dello stanziamento per il piano di azione locale. Il gruppo locale ha il diritto di assegnare i fondi ai promotori del progetto in base alle regole stabilite dall'amministrazione nazionale o regionale del programma.

Tabella 1.3 : Le specificità del LEADER - Valutazione ex-post dell'Iniziativa Comunitaria LEADER

Fonte : Commissione UE, 2003

1.5 Amministrazione e applicazione del LEADER

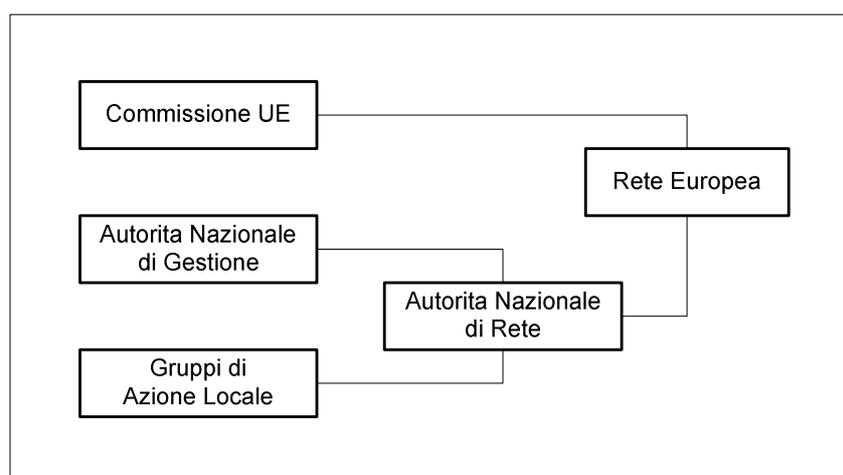


Figura 1.4 : Amministrazione e struttura del LEADER

1.5.1 Gruppi di Azione Locale (GAL)

Il meccanismo più importante di applicazione del LEADER a livello locale è un'agenzia definita come Gruppo di Azione Locale (GAL). I GAL sono rappresentativi dei vari settori sociale, economico e politico-amministrativo nelle aree locali.

La gestione del programma LEADER a livello locale da parte dei Gruppi di Azione Locale (GAL) comprende diversi elementi.

1. Ogni GAL deve definire l'area geografica nella quale operare, comprendente un territorio coeso con un numero di abitanti tra i 10.000 e i 100.000. Tale territorio può variare in estensione dai 477km² (ADRAMA in Portogallo) ai 14.425km² (PPKRY in Finlandia) con l'area geografica comunemente compresa tra i 1.500 e i 2.500 km².
2. Tutti i GAL lavorano ad un piano strategico precedentemente approvato per le loro aree. Tali piani multi-settoriali devono essere sviluppati localmente e poi presentati per l'approvazione alle autorità regionali corrispondenti.
3. I GAL sono responsabili dell'attuazione di questi piani nel corso della durata del programma LEADER. I piani delineano gli obiettivi del GAL in merito alle Azioni Locali, Azioni di Cooperazione e alle Azioni di Rete (chiamate anche Assi 1, 2 e 3 rispettivamente) descritte più dettagliatamente di seguito.

1.5.2 Azioni Locali (Asse 1)

A ogni GAL è richiesto di redigere un piano di sviluppo strategico per la propria area. La struttura del piano è chiaramente definita nelle linee guida sviluppate a livello europeo e nazionale ed è articolata in un certo numero di misure. Una selezione di massima di queste è la seguente:

- Formazione
- Analisi e Sviluppo (incarichi per studi di fattibilità, piani, verifiche delle fonti, sviluppo di prodotti e servizi prototipali)
- Imprese rurali innovative, imprese artigianali e servizi/infrastrutture locali
- Utilizzo dell'agricoltura, della silvicoltura e dei prodotti derivanti dall'attività della pesca
- Miglioramento dell'ambiente naturale/edificato/sociale/culturale
- Iniziative in favore dell'ambiente
- Animazione e avviamento al "saper fare". Ciò è descritto come "l'esortazione e lo sviluppo di gruppi comunitari sia attraverso generali cambiamenti attitudinali, che attraverso lo sviluppo di capacità e risorse finalizzate alla promozione delle imprese e alla creazione di posti di lavoro" (Relazione di valutazione ex post del LEADER II)
- Turismo Rurale

Occorre sottolineare che molti Paesi hanno circoscritto queste misure per riflettere le priorità nazionali o regionali e quale complemento di altri programmi eventualmente già in corso.

Ai GAL viene richiesto di dedicare particolare attenzione nei loro piani strategici ai giovani e alle donne nelle loro aree. Nel Programma LEADER+ è stato introdotto un nuovo elemento che richiede a ogni GAL di identificare una priorità strategica o tema per la propria area. Quest'ultimo deve essere scelto fra le seguenti quattro possibilità:

1. **Utilizzare nuove tecnologie** per aumentare la competitività di prodotti e servizi nelle aree rurali;
2. **Valorizzare** i prodotti locali e agevolazione di accesso al mercato per le piccole unità

- produttive;
3. Promuovere il migliore utilizzo possibile delle **risorse naturali e culturali**, inclusa la valorizzazione dei Siti di Interesse Comunitario;
 4. Migliorare la **qualità della vita** nelle zone rurali.

Una volta che il GAL ha redatto e presentato il proprio piano strategico, quest'ultimo viene valutato dall'Autorità di Gestione (il ministero governativo responsabile dello sviluppo rurale - nel caso dell'Italia, la Direzione Regionale competente). Questa valutazione mira ad assicurare:

- conformità con i requisiti del programma;
- capacità e competenza del GAL come organizzazione ad attuare il proprio piano;
- attenta valutazione delle competenze di un GAL confrontato con quelle di altri Gruppi di Azione Locale che abbiano presentato proposte per sviluppare il programma nella stessa area.

Una volta che il piano strategico è stato valutato, l'autorità amministrativa conferisce gli incarichi a quei GAL che abbiano conseguito una positiva valutazione. I GAL sono quindi nella posizione di assumere il personale e di distribuire i fondi in conformità al piano approvato e nel rispetto dei criteri di uno stretto controllo finanziario e dei criteri di valutazione di impatto.

1.5.3 Azioni di Cooperazione (Asse 2)

Oltre al budget per le azioni locali, ai GAL vengono assegnate risorse con il fine specifico di costruire **partenariati**. Tali partenariati possono essere tra GAL all'interno dello stesso Paese (**interterritoriale**), tra GAL di differenti Paesi (**transnazionale**) o con gruppi simili in Paesi non appartenenti all'UE (**paese terzo transnazionale**). L'importanza e la dimensione di questa cooperazione sono cresciute nel corso dei tre programmi LEADER fino al punto che con il LEADER+ sono stati attivati oltre 300 progetti transnazionali che comportano oltre 2000 rapporti stabiliti tra GAL. L'idea alla base di tale cooperazione è che:

- i progetti nelle aree locali che potrebbero non essere in grado di raggiungere una massa critica da soli possano diventare fattibili quando uno o più partner da altre aree locali aderiscono al progetto;
- l'esperienza derivante dal lavoro pratico nelle differenti aree locali possa essere trasferita rapidamente ed efficacemente ad altre aree locali;
- questa esperienza possa riferirsi alle metodologie impiegate nello sviluppo di progetti, a particolari progetti innovativi che possono essere facilmente replicati altrove o alla condivisione di risultati o di esperienze derivanti dai progetti e così via.

1.5.4 Azioni di Rete (Asse 3)

Il terzo tipo di azione del programma LEADER destina risorse per la creazione di Unità Nazionali di Rete in ogni Paese e di una Rete Europea centralizzata (Osservatorio Europeo Rurale). Il ruolo delle Unità Nazionale di Rete è agevolare la cooperazione interterritoriale e transnazionale, sostenere lo sviluppo organizzativo dei GAL e fornire informazioni sul programma nazionale e i suoi progressi alla Commissione Europea. La Rete Europea ha un ruolo simile a livello transnazionale in Europa.

1.5.5 Struttura del GAL

L'attività del GAL è supervisionata da un Consiglio di Amministrazione che deve essere formato da una partnership rappresentativa di interessi pubblici e del settore privato (es. membri di comunità locali e di imprese commerciali, governo locale, partner sociali, rappresentanti di agenzie pubbliche

ecc.). È necessario avere una maggioranza di membri non-pubblici. Il Consiglio di Amministrazione del GAL è responsabile del governo e della gestione del programma a livello locale e dell'approvazione dell'assegnazione dei fondi. Tali compiti devono essere portati a termine in conformità al regolamento del Programma (Complemento di Programmazione) e ai piani strategici locali. L'animazione giornaliera e l'attuazione del Piano di Sviluppo Locale di ciascun GAL sono responsabilità dello staff del GAL.

I GAL si sono evoluti in strutture legali differenti nei diversi Paesi - società a responsabilità limitata in Irlanda, consorzi no-profit in Italia, associazioni inter-municipali e parchi naturali in Francia, ma anche cooperative, associazioni e società per azioni in altre parti dell'Europa.

1.6 L'Autorità di Gestione

L'Autorità di Gestione è generalmente una agenzia nazionale, responsabile ultimo dell'adozione del programma LEADER a livello nazionale. Nel caso italiano, l'autorità di gestione è su scala regionale. Il suo ruolo comprende:

- sviluppo del Programma Operativo Nazionale (nel caso italiano, il Programma Regionale) per il LEADER. Ciò deve essere fatto in consultazione con la Commissione UE ed il Programma è sottoposto alla approvazione di quest'ultima;
- selezione dei GAL;
- assunzione di responsabilità al fine di assicurare un appropriato controllo finanziario dei fondi LEADER;
- monitoraggio e valutazione dell'implementazione del programma LEADER;
- resoconto alla Commissione UE di tutto quanto sopra descritto.

1.7 LEADER+ in Italia²



Figura 1.5 : LEADER in Italia - distribuzione e numero GAL per Regione
Fonte : Elaborazione Rete Nazionale LEADER+ su dati PSL

² La presente sezione è tratta dal Rapporto sullo stato di attuazione dell'Iniziativa Comunitaria LEADER+ in Italia -2005, predisposto dalla Rete Nazionale LEADER+

In Italia, il LEADER+ promuove la realizzazione di 132 Piani di Sviluppo Locale (PSL) presentati da Gruppi di Azione Locale (GAL) per un valore complessivo della spesa pubblica programmata (2000-2006) di Euro 490 milioni circa. Se confrontato con il numero di GAL interessati dal precedente Programma Leader II (2003), si osserva una sensibile riduzione nella numerosità degli stessi. La contrazione dei GAL risponde all'esigenza di concentrazione delle risorse LEADER+ su un numero di Piani minore, ma con entità finanziarie maggiori tali da garantire una certa massa critica.

A livello nazionale la superficie complessiva del territorio eleggibile LEADER+ raggiunge i 160 mila kmq. Il dato espresso in termini percentuali indica che è interessato da LEADER+ oltre il 50% della superficie nazionale. La popolazione complessiva dei territori interessati dall'Iniziativa LEADER+ ammonta a 10,8 milioni di abitanti (circa il 19% della popolazione italiana) di cui 5,5 milioni donne.

Passando ad osservare l'ubicazione dei territori coinvolti da LEADER+ sulla base delle zone altimetriche si evidenzia che la gran parte dei territori dei comuni interessati dall'iniziativa è classificata come montagna interna (46%) e collina interna (37%), mentre una parte residuale degli stessi è situata lungo il litorale e in pianura. Il quadro di insieme dei territori rurali coinvolti in base alle loro altimetrie evidenzia una localizzazione prevalente delle aree LEADER+ sulla dorsale appenninica e sull'arco alpino, se si eccettuano alcune zone della pianura padana e del Tavoliere delle Puglie.

L'analisi dello stato di attuazione dei Piani di Sviluppo Locale consente di condurre riflessioni sulla corrispondenza tra strategie previste all'interno dei programmi regionali e la concreta realizzazione degli stessi Piani di Sviluppo Locale.

In generale gli orientamenti strategici definiti a livello regionale sono stati recepiti nei piani territoriali predisposti dai singoli GAL (traducendo le linee di intervento tracciate nel Programma Regionale LEADER+). Ne è prova il fatto che la gran parte dei Piani di Sviluppo Locale sceglie un tema catalizzatore tra quelli previsti nell'ambito del Programma Regionale LEADER+ in molti casi proponendo contestualizzazioni rispetto al territorio di riferimento.

Come noto, i temi catalizzatori individuati dalla Commissione

- Tema 1: utilizzazione di nuovi know-how e nuove tecnologie per aumentare la competitività dei prodotti e dei servizi dei territori in questione
- Tema 2: miglioramento della qualità di vita nelle zone rurali
- Tema 3: valorizzazione dei prodotti locali, in particolare agevolando mediante un'azione collettiva l'accesso ai mercati per le piccole strutture produttive
- Tema 4: valorizzazione delle risorse naturali e culturali, compresa la valorizzazione dei siti di interesse comunitario Natura 2000

potevano essere ampliati o ridefiniti da ciascuna Autorità di Gestione per tenere in massimo conto le specificità locali.

In molti casi le regioni hanno proposto all'interno dei propri Programmi Regionali LEADER+ ulteriori temi catalizzatori; altri hanno consentito ai GAL di individuare temi specifici cui ancorare la strategia del Piano di Sviluppo Locale.

L'analisi della frequenza dei temi catalizzatori attorno ai quali i GAL costruiscono i Piani di Sviluppo Locale mostra che, tra i temi proposti dalla Commissione, il più scelto rimane quello relativo alla **valorizzazione dei prodotti locali**. Ciò evidenzia una forte continuità con la precedente edizione di LEADER, dove la gran parte dei Piani di Azione Locale aveva sviluppato questo tema.

Riferendoci ai temi proposti dalla Commissione, trova larghi consensi anche quello legato alla **valorizzazione delle risorse naturali e culturali**. La tematica ambientale è, infatti, molto ricorrente e diffusa nei territori LEADER e, nei confronti degli aspetti legati all'ambiente, è molto alta la sensibilità dei GAL.

1.8 Come si è evoluto il LEADER?

Dal 1991 il LEADER ha intrapreso tre fasi o periodi programmatici:

LEADER I

Il primo programma, chiamato LEADER I, ha operato dal 1991 al 1994 ed anche se fu di natura sperimentale, la valutazione ex-post mise in evidenza il fatto che 217 GAL in 12 paesi gestirono la assegnazione di Euro 1.1 miliardi³ a circa 22.000 progetti locali, creando 25.000 posti di lavoro a tempo pieno. La valutazione evidenziò i risultati del programma nel costruire organizzazioni di partnership locali e reti così come la promozione di approcci innovativi ad uno sviluppo di tipo partecipativo.

LEADER II

LEADER II ebbe corso dal 1994 al 1999 e vide un'espansione a 906 GAL in 15 Stati membri, amministrando un budget totale di Euro 5.4 miliardi e creando o consolidando circa 100.000 posti di lavoro. Nuovamente si ebbe una forte enfasi e la valutazione ribadì il forte impatto quantitativo del LEADER II e la sua efficienza (risultato rispetto allo speso) paragonato ad altri meccanismi di finanziamento.

“Secondo gli attori locali intervistati e i membri dell'amministrazione, il LEADER II ha prodotto un alto valore aggiunto nelle aree rurali se messo a confronto sia con i Fondi Strutturali che con altri schemi di finanziamento nazionali. Fornisce risposte utili, tangibili e sostenibili alle necessità specifiche delle aree rurali. Rilancia il potenziale nascosto e dimenticato delle aree rurali. Offre possibilità per affrontare le sfide di una economia globalizzata sperimentando nuovi modi su piccola scala con fondi relativamente limitati, ma con grande visibilità e capacità dimostrativa.”

Valutazione Ex-post della Iniziativa Comunitaria LEADER II

LEADER +

Il terzo programma, LEADER+, è stato operativo dal 2000 al 2006 e si potrebbe dire che ha rappresentato la maturazione del LEADER in una iniziativa significativa sia a livello locale che europeo. I GAL compresi all'interno del Programma sono 873 ed amministrano circa 5 miliardi di euro. Nonostante la valutazione finale del LEADER+ non sia ancora stata pubblicata, il programma ha già ricevuto il forte sostegno dalla Commissione UE che ha riconosciuto al metodo LEADER un ruolo centrale nell'assegnazione dei Fondi per lo Sviluppo Agricolo e Rurale per il periodo 2007-2013. Questo voto di fiducia ha avuto effetto a livello nazionale con molti Paesi che hanno investito risorse significative in programmi di finanziamento nazionali paralleli che utilizzano la metodologia LEADER.

³ Nelle pubblicazioni tecniche per questo periodo le cifre finanziarie erano espresse in ECU (che precede l'Euro ed era di valore equivalente al momento dell'introduzione dell'Euro nel 1999)

1.9 Prossima programmazione⁴

L'approvazione del nuovo Regolamento sul sostegno allo sviluppo rurale, il 1698/2005, che prevede la creazione del Fondo Europeo Agricolo per lo Sviluppo Rurale (FEASR), sancisce il passaggio di LEADER da strumento a metodo. Questo passaggio, come noto, è frutto di un processo durato oltre 15 anni - in cui LEADER ha sperimentato e innovato - che si conclude con il mainstream dell'Iniziativa Comunitaria nella programmazione ordinaria dello sviluppo rurale.

In questi anni di sperimentazioni la politica di sviluppo rurale ha vissuto molti cambiamenti: da residuale ha progressivamente conquistato maggiori spazi, è divenuta secondo pilastro della PAC (Politica Agricola Comune) e l'ultima riforma, sebbene abbia ridimensionato le aspettative di molti, ha comunque visto accrescere il suo peso rispetto alle politiche di mercato. Questo risultato è imputabile anche al LEADER, programma comunitario che più di altri ha portato in evidenza come il tessuto rurale sia multiforme, non sempre e non solo caratterizzato fortemente dall'agricoltura e di come abbia bisogno di un approccio integrato e multisettoriale allo sviluppo oltre che di processi di condivisione e di partecipazione della popolazione locale.

Il nuovo regolamento attua il principio comunitario che vuole "un fondo, un programma" e riconduce ad unità la programmazione dello sviluppo rurale: gli strumenti e i finanziamenti dedicati convergono nel PSR che trova finanziamento nel FEASR.

Il Regolamento è organizzato in 4 Assi:

- Asse 1: "Miglioramento della competitività del settore agricolo e forestale"
- Asse 2: "Miglioramento dell'ambiente e del paesaggio rurale"
- Asse 3: "Miglioramento della qualità della vita e diversificazione dell'economia rurale"
- Asse 4: "LEADER"

L'Asse 4, appositamente dedicato al metodo LEADER, presenta una forte differenza rispetto agli altri.

Nei primi tre casi, il titolo dell'asse coincide con l'obiettivo che si intende perseguire e, all'interno dell'Asse, sono previste misure e azioni per realizzarlo. L'Asse 4 non corrisponde invece ad una specifica priorità strategica, non si prevedono al suo interno misure o interventi specifici ma si prevede che esso contribuisca a realizzare gli obiettivi degli altri tre Assi.

È chiaro che si tratta esclusivamente di un asse metodologico, in cui vengono definite le caratteristiche dell'approccio, della strategia di sviluppo integrata da attuare, e dei beneficiari chiamati a metterla in atto.

Il regolamento prevede di destinare all'Asse 4 una quota di risorse del nuovo FEASR pari ad almeno il 5% del suo ammontare complessivo per finanziare piani di sviluppo integrati composti da un mix di azioni definite negli altri 3 assi.

L'incidenza di LEADER nella nuova programmazione va al di là del riferimento esplicito dell'Asse 4 e si manifesta anche sugli altri assi del regolamento, in particolare nell'Asse 3 che prevede interventi riconducibili direttamente all'esperienza LEADER, quali azioni di informazione, animazione, acquisizione di competenze, o nell'Asse 1, dove si prevede il finanziamento di azioni di cooperazione tra attori della filiera agro-alimentare.

⁴ *Rapporto sullo stato di attuazione dell'Iniziativa Comunitaria LEADER+ in Italia, 2005, predisposto dalla Rete Nazionale LEADER+.*

Ulteriori fonti di informazione

- EU Commission - http://ec.europa.eu/agriculture/rur/leaderplus/index_en.htm
- Rete Nazionale LEADER - www.reteleader.it

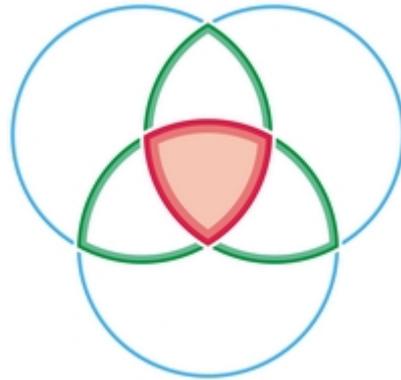
Riferimenti

Comhair LEADER na hEireann, 2004, in : www.irishleadernetwork.org/home1.html, Ireland.

EU Commission (2003) - *Ex-post Evaluation of the Community Initiative LEADER II*, in : http://ec.europa.eu/agriculture/eval/reports/leader2/index_en.htm

EUROPA (2007) - EU Commission, *Publishing Material*, in : http://ec.europa.eu/agriculture/rur/leaderplus/publipack/index_en.htm

EUROPA (2007) - *Archive images*, in : ec.europa.eu/.../images



Capitolo

2

TERMINOLOGIA DELL'ENERGIA RINNOVABILE

Kevin Healion, Tipperary Institute

2. TERMINOLOGIA DELL'ENERGIA RINNOVABILE

2.1 Obiettivi

- Comprendere i concetti di energia e potenza
- Familiarizzare con il kWh e il kW
- Essere in grado di calcolare l'energia prodotta da una caldaia o altro generatore

2.2 Convenzioni numeriche

È necessario considerare che i punti e le virgole nei numeri sono usati in maniera differente a seconda del Paese. Questo manuale di formazione segue le convenzioni italiane, ovvero:

- 1,231 equivale a una unità, due decimi, tre centesimi e un millesimo
- 1.231 equivale a milleduecentotrentuno unità

Un “bilione” e un “trilione” hanno lo stesso significato sia in ambito europeo che Americano.

2.3 Energia e potenza

Energia e potenza sono due concetti chiave nel settore dell'energia rinnovabile.

La parola “energia” deriva dalle parole greche “en” (in) e “ergon” (lavoro) (Boyle, 2004). L'energia è la capacità di compiere un lavoro, ossia di muovere un corpo (solido, liquido o gassoso) contro una forza resistente. Un lavoro è pertanto compiuto quando un oggetto solido viene spostato o quando aria o acqua vengono pompate. Questi processi richiedono energia. L'unità di misura standard (Sistema Internazionale) per l'energia è il Joule (nome derivante dal fisico James Joule, 1818-1889) e il suo simbolo è la J.



Figura 2.1 : James Joule
Fonte : Wikipedia



Figura 2.2 : James Watt
Fonte : Wikipedia

La potenza equivale alla velocità con la quale l'energia viene convertita da una forma all'altra, la velocità nel compiere un lavoro. Per esempio, una turbina eolica converte l'energia cinetica del vento in energia elettrica (elettricità). Una turbina di grande potenza produrrà più energia elettrica di una turbina di potenza ridotta. L'unità di misura della potenza è il Watt (simbolo W, nome derivante dal fisico James Watt, 1736-1819). La potenza di un Watt equivale a un lavoro compiuto con energia di un Joule in un secondo. Quindi secondo questa definizione un Watt equivale a un Joule per secondo. Una lampada della potenza di 100 Watt converte energia elettrica in luce e calore a 100 Joule per secondo. Allo stesso modo, un motociclo con un motore da 45.000 Watt (45 “kW”) è in grado di utilizzare l'energia chimica del carburante per produrre fino a 45.000 Joule per secondo di energia cinetica in uscita sulle ruote.

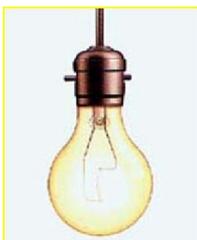


Figura 2.3 : Lampada da 100 W
Fonte : Wikipedia



Figura 2.4 : Motociclo da 45,000 W
Fonte : Wikipedia

Il termine “capacità” è spesso riferito alla potenza di un impianto di produzione di energia da fonte rinnovabile. Per esempio, una turbina eolica potrebbe essere descritta con “capacità massima di 850 kWe. Il pedice “e” in kWe è utilizzato per indicare la capacità di generazione elettrica (la produzione di energia termica viene invece indicata con “th”).

2.4 Unità di misura dell’energia: Joule e kWh

Un joule è una quantità estremamente piccola di energia, basta pensare che una barretta di cioccolato contiene circa 1.000.000 di joule di energia. Il kWh è probabilmente l’unità di misura più conveniente per il settore delle fonti rinnovabili, per due ragioni: innanzitutto è un’unità più grande del joule poiché un kWh equivale a 3.600.000 joule; in secondo luogo la definizione del kWh è legata all’utilizzo di attrezzature e strumenti per il consumo e la produzione di energia (vedi l’esempio seguente sul calcolo di una bolletta energetica). L’unità di misura comune su una bolletta dell’energia elettrica è il kWh.

TARIFF: DOMESTIC			
044E	9449	595 X	12.73
130E	65430	0 X	6.16
61 DAYS @ €101.04/YEAR			STANDING CHARGE
61 DAYS @ €6.48/YEAR			NIGHT HEATING STANDING CHARGE
PUBLIC SERVICE OBLIGATIONS			LEVY JUN, JUL
VAT @ 13.5%			ON 95.33
			GENERAL UNITS
			NIGHT HEATING
			75.74
			0.00
			16.89
			1.08
			1.62
			12.87

Figura 2.5 : Bolletta energetica che mostra l’unità di misura utilizzata (kWh)
Fonte : Adattato da ESB

2.5 Contenuto energetico dei carburanti

Il contenuto energetico (o potere calorifico) dei carburanti è spesso espresso usando il kWh come unità di misura. Nella letteratura tecnica il joule viene utilizzato come unità di misura per i carburanti prima che essi vengano trasformati in calore o elettricità, il kWh viene pertanto utilizzato come unità di energia per il calore o per l’elettricità prodotta. Questa convenzione non è tuttavia pratica comune e quindi non verrà utilizzata neanche nel manuale. La Tabella 2.6 mostra il contenuto energetico di alcuni carburanti, espresso in kWh per tonnellata e per litro (a seconda dell’unità di misura usata per la fornitura del carburante stesso). L’impatto dell’umidità sul potere calorifico del legno sarà discusso in un capitolo successivo.

Carburante	Unità di misura	Contenuto energetico per unità di misura
Carbone - qualità industriale	Tonnellata	7,759
Legno - trinciato (28% umidità)	Tonnellata	3,700
Legno - pellet (10% umidità)	Tonnellata	4,800
Olio Combustibile	Litro	10.55
GPL	Chilogrammo	7.09

Tabella 2.6 : Contenuto energetico dei carburanti
Fonte : Basato su SEI, 2006a

2.6 Prefissi per unità di misura

Il Sistema Internazionale (SI) delle unità di misura include una serie di prefissi e simboli per indicare multipli e sottomultipli. Una selezione dei prefissi del SI più utilizzati nel settore delle energie rinnovabili è presentata nella Tabella 2.7.

Significato	Fattore	Prefisso	Simbolo
Mille	10^3	Kilo	k
Un milione	10^6	Mega	M
Un bilione	10^9	Giga	G
Un trilione	10^{12}	Tera	T
Un quadrilione	10^{15}	Peta	P
Un quintilione	10^{18}	Exa	E

Tabella 2.7 : Prefissi del Sistema Internazionale
Fonte : BIPM, 2006; Boyle, 2004

Come discusso precedentemente un joule è una quantità molto piccola di energia, pertanto i prefissi del sistema internazionale sono usati molto frequentemente, come mostrato nella Tabella 2.8.

In parole	In numeri	Le potenze	I prefissi
Mille	1,000 J	10^3 J	1 kilojoule (kJ)
Un Milione	1,000,000 J	10^6 J	1 megajoule (MJ)
Un Bilione	1,000,000,000 J	10^9 J	1 gigajoule (GJ)
Un Trilione	1,000,000,000,000 J	10^{12} J	1 terajoule (TJ)
Un Quadrilione	1,000,000,000,000,000 J	10^{15} J	1 petajoule (PJ)
Un Quintilione	1,000,000,000,000,000,000 J	10^{18} J	1 exajoule (EJ)

Tabella 2.8 : Applicazione dei prefissi internazionali

Come esempio nell'uso dei prefissi, possiamo citare il dato riguardante la quantità totale di energia primaria in Italia nel 2005, pari circa 8,211 TJ. Questi prefissi possono anche essere applicati alla unità di potenza, il Watt. Nel settore delle fonti rinnovabili infatti, la potenza è generalmente espressa in kW, MW or GW. La Tabella 2.9 mostra l'uso dei prefissi nella conversione di unità di misura basate sul kWh in joule.

1	kWh	equivale	3.6	MJ
1	MWh	equivale	3.6	GJ
1	GWh	equivale	3.6	TJ
1	TWh	equivale	3.6	PJ

Tabella 2.9 : Conversione Wh - joule

2.7 Calcolo del consumo energetico e della produzione

Come detto precedentemente, la definizione del kWh come unità di misura per l'energia è connessa con il funzionamento di apparecchiature per la produzione e il consumo di energia, (vedi sezione Unità di energia - Joule e kWh). Un kWh è definito come l'energia consumata o prodotta da un' apparecchiatura di un kilowatt di potenza che lavora per un'ora. L'energia consumata o prodotta è quindi legata alla potenza e al tempo, la relazione tra questi tre fattori è stabilita nella Formula 2.10.

Energia consumata o prodotta = potenza x tempo

Formula 2.10 : Consumo e produzione di energia

Nella Formula 2.10, se la potenza è espressa in kW e il tempo in ore, l'unità di misura dell'energia prodotta o consumata sarà il kWh. Se la potenza è espressa in MW e il tempo in ore, l'energia sarà espressa in MWh. Mentre il kWh è l'unità di misura più comune a livello domestico, il MWh è utilizzato come unità "a larga scala" nella produzione o consumo di energia elettrica. L'esempio 2.1 mostra come la Formula 2.10 sia applicata in una situazione domestica per il calcolo dell'energia consumata. L'Esempio 2.11 e l'Esempio 2.12 mostrano l'applicazione della formula a larga scala nella produzione di energia e calore. La potenza nella formula 2.10 può essere un dato di input o di output a seconda del contesto di riferimento.

Se un'apparecchiatura elettrica sviluppa una potenza massima di 8,5 kW, quanta energia utilizzerà in dieci minuti di funzionamento alla massima potenza?

Consumo energetico (kWh) = Potenza (kW) x Tempo (ore)

Innanzitutto esprimiamo il tempo (10 minuti) in ore = $10 \div 60 = 0.167$ ore

Il consumo di energia può essere calcolato usando la formula $1 = 8,5 \text{ kW} \times 0,167 \text{ ore} = 1,4 \text{ kWh}$

Esempio 2.11 : Consumo di energia elettrica

Se una turbina eolica lavora alla sua capacità massima di 1 MWe per 2 ore, quanta energia produrrà?

Produzione di energia (MWh) = Potenza (MW) x Time (ore) = $1 \text{ MW} \times 2 \text{ ore} = 2 \text{ MWh}$ di elettricità = 2.000 kWh di elettricità (1 MWh = 1.000 kWh)

Esempio 2.12 : Produzione di energia elettrica

Se una caldaia lavora alla sua massima capacità di 700 kWth per 5 ore, quanto calore produce?

Produzione di energia (kWh) = Potenza (kW) x Tempo (ore) = $700 \text{ kW} \times 5 \text{ ore} = 3.500 \text{ kWh} = 3,5 \text{ MWh}$

Esempio 2.13 : Produzione di energia termica

È importante notare che nei due esempi precedenti (Esempio 2.12 ed Esempio 2.13) la turbina e la caldaia lavorano al massimo della propria potenza per il tempo indicato. In realtà, sia la turbina eolica che la caldaia lavorano a livelli di potenza diversi, da zero fino alla massima capacità. Nel corso di un intero anno, una turbina eolica lavora su varie potenze a seconda della velocità del vento. Similmente una caldaia lavorerà a regimi diversi a seconda della domanda di calore dell'utenza, minima in estate e massima in inverno. Per stimare con precisione l'energia totale prodotta durante un intero anno è necessario pertanto acquisire informazioni sulle potenze applicate, sui periodi di applicazione, sul fattore di capacità (vedi il Capitolo 7 sull'energia eolica per l'applicazione del fattore di capacità).

2.8 Caso studio sulla certificazione energetica di un edificio

Il caso studio sulla certificazione energetica di un edificio è esemplificativo dei concetti di kWh, contenuto energetico dei carburanti, efficienza di conversione, produzione energetica degli impianti. Ci sono due approcci per il calcolo del fabbisogno energetico di un edificio:

1. approccio top-down che utilizza software di simulazione e dati sul complesso edificio-impianto.
2. approccio bottom-up che utilizza dati “a consuntivo” sul consumo energetico dell’edificio.

Il caso di studio che tratteremo riguarderà l’approccio bottom-up e saranno forniti dati reali di consumo di un’abitazione. L’esempio è relativo ad un’abitazione di 84 mq dove vivono due persone in località Scerni (Provincia di Chieti). I carburanti utilizzati sono: elettricità, legno, torba, gasolio. Il calcolo del fabbisogno energetico è presentato nella Tabella 2.14. La Figura 2.15 contiene un esempio di certificato energetico di un edificio (come richiesto dalla Direttiva europea sulle prestazioni energetiche degli edifici 2002/91/EC). In Figura 2.16 la performance del nostro caso di studio viene messa a confronto con altre situazioni.

Tipo di carburante	Consumo annuo	Unità di misura	Fattore di conversione in kWh	Energia primaria utilizzata kWh x anno	Efficienza di conversione %	Energia netta erogata kWh x anno
Elettricità						
Uso domestico	2,132	kWh	1	2,132	100%	2,132
Riscaldamento						
Caloriferi elettrici	2,208	kWh	1	2,208	100%	2,208
Gasolio	1,235	litri	10.55	13,029	63%	8,143
Legno	0.189	Tonn	4200	794	65%	516
Torba - briquettes	0.093	Tonn	4917	458	65%	298
Subtotale riscaldamento				16,489		11,165
Area casa escluso il portico non riscaldato				84		84
Fabbisogno di energia (kWh per mq per anno)				222		159
Quota di consumo elettricità (kWh*mq*anno)				25		25
Quota consumo riscaldamento (kWh*mq*anno)				197		133

Tabella 2.14 : Calcolo del fabbisogno energetico di un edificio⁵

⁵ La perdita di energia primaria che risulta dalla produzione di elettricità in un impianto non è inclusa in questo caso studio. Tale perdita dovrebbe essere tenuta in considerazione in un’analisi esaustiva del fabbisogno energetico di un edificio. In Irlanda circa 5.800 KWh di energia primaria sarebbe usata per produrre 2.132 KWh di elettricità per “uso domestico” e circa 6.000 KWh per produrre 2.208 KWh di elettricità per “stufe elettriche”. Il certificato energetico per il caso studio di un’abitazione sarebbe, quindi, significativamente peggiore rispetto a quello presentato nella tabella e nel grafico.

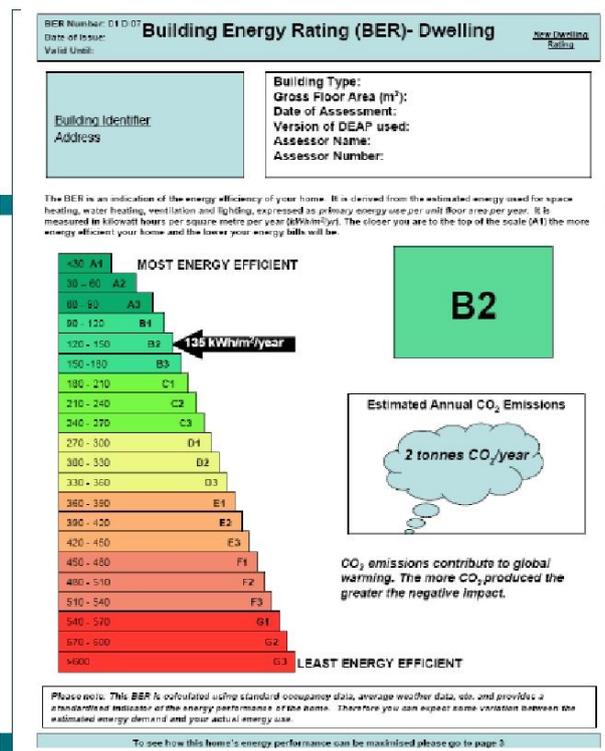


Figura 2.15 : Proposta di certificato energetico per edifici
Fonte : SEI, 2006e

La freccia mostra la valutazione dell'edificio in esame secondo questo esempio di certificato.

Il grafico seguente mostra il confronto con le altre classi di valutazione.

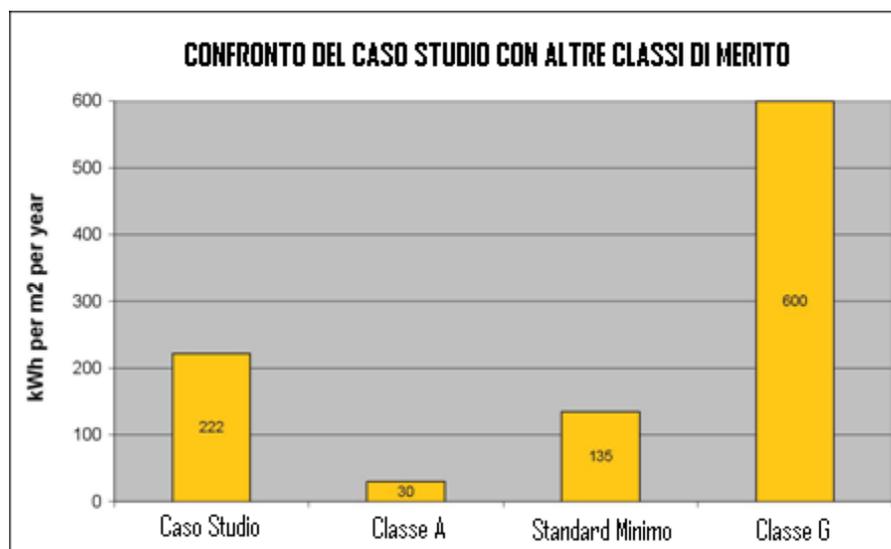


Figura 2.16 : Confronto del Caso di Studio con altre classi di merito

2.9 Altre unità di misura per energia e potenza

Il Tep - Tonnellata Equivalente di Petrolio e multipli - è un'unità spesso usata nelle statistiche energetiche. La Tabella 2.17 mostra come convertire il Tep nelle unità di misura precedentemente analizzate.

Tep	Joule	kWh
1 Tep	42 GJ	11.7 MWh
1 kTep	42 TJ	11.7 GWh
1 MTep	42 PJ	11.7 TWh

Tabella 2.17 : Conversione da tep ad unità equivalenti

L'Unità Termica Britannica (BTU) è un'altra unità di misura spesso utilizzata quando ci riferiamo a particolari impianti di riscaldamento. Un BTU equivale a 1,055 joule o 1,055 kJ. Il 'therm' è un'unità collegata ed equivale a 100,000 BTU.

L'unità di potenza basata sul BTU è il "BTU per ora" che equivale a 0.29 W, o 1,000 BTU per ora che equivale a 0.29 kW.

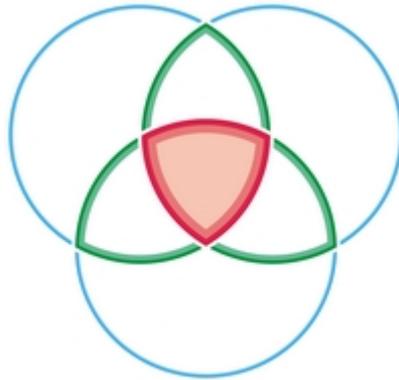
La potenza di un motore è spesso espresso in "cavalli" (HP). Un HP è equivalente a 746 Watt (0.746 kW).

2.10 Sintesi

Il kWh è probabilmente l'unità di misura più usata nel settore delle fonti rinnovabili. La produzione di energia elettrica o termica può essere calcolata se abbiamo a disposizione informazioni sul tempo e la potenza di funzionamento dell'impianto. Il kWh è usato spesso anche per esprimere il contenuto energetico dei carburanti e la valutazione energetica di un edificio. Esistono altre unità di misura per l'energia che possono essere convertite in kWh attraverso opportuni fattori di conversione.

Riferimenti

- BIPM, 2006 - *The International System of Units (SI)*, in : www1.bipm.org/en/si. Bureau International des Poids et Mesures, Sèvres, France.
- Bord na Móna, 2001 - *Peat for Domestic Heating*, in : www.bnm.ie. Newbridge, Co. Kildare.
- Boyle, G. (Ed.), 2004 - *Renewable Energy: Power for a Sustainable Future*, 2nd Edition. Oxford University Press and The Open University. Oxford.
- DCMNR, 2006 - *Renewable Energy Feed in Tariff (RE-FIT-2006)*. Department of Communications, Marine and Natural Resources, Dublin.
- EirGrid, 2006 - *Transmission Forecast Statement 2006-2012*, in : www.eirgrid.ie. EirGrid, Dublin.
- ESB, 2007. *January 2007 electricity bill for Kevin Healion*. Dublin.
- Healion, K., 2002 - *COFORD Connects: Wood as a Renewable Source of Energy*. National Council for Forest Research and Development (COFORD), Dublin.
- SEI, 2006a - *Commercial/Industrial Fuels – Comparison of Energy Costs*. Sustainable Energy Ireland, Dublin. www.sei.ie.
- SEI, 2006b - *Ireland's Energy Balance 2005 (Provisional)*, in : www.sei.ie. Sustainable Energy Ireland, Dublin.
- SEI, 2006c - *Fuel Cost Comparison*, www.sei.ie. Dublin.
- SEI, 2006d - *Dwelling Energy Assessment Procedure (DEAP)*, 2006 Edition, Version 2. Dublin.
- SEI, 2006e - *Proposed Building Energy Rating Label & Advisory Report for New Dwellings*, Dublin. www.sei.ie.
- SEI, 2007 - *Energy performance of Buildings Directive (EPBD)*. Dublin.
- Wikimedia Foundation, 2007 - Varie pagine in : www.wikipedia.org. Florida, USA.



Capitolo

3

INTRODUZIONE ALL'ENERGIA RINNOVABILE

Clifford Guest, Tipperary Institute

3. INTRODUZIONE ALL'ENERGIA RINNOVABILE

3.1 Obiettivi

- Assimilare le definizioni rilevanti riguardo l'energia rinnovabile
- Familiarizzare con i concetti di approvvigionamento e uso corrente di energia a livello globale, europeo e nazionale
- Comprendere le connessioni tra l'uso di energia e i cambiamenti climatici
- Acquisire la capacità di identificare le linee guida per lo sviluppo dell'energia rinnovabile

3.2 Introduzione

Le fonti di energia rinnovabile derivano principalmente dal calore della radiazione solare. Esistono anche fonti rinnovabili non-solari, come l'energia dalle maree e l'energia geotermica. L'energia solare sia nella forma di radiazione solare diretta sia nelle forme indirette, come il vento, l'acqua e la bioenergia, è stata la fonte di energia sulla quale si sono basate le prime società umane. Prima della rivoluzione industriale queste fonti erano di fatto le uniche forme di energia usate dall'uomo. Durante gli ultimi 150 anni la civiltà moderna è diventata dipendente in maniera crescente dai combustibili fossili come il carbone, il petrolio e il gas naturale. Queste risorse sono esauribili in quanto per natura la loro disponibilità è limitata nel lungo termine. La loro combustione rilascia nell'atmosfera diossido di carbonio che è uno dei principali responsabili del riscaldamento globale. Le varie forme di energia rinnovabile generalmente hanno impatti ambientali più bassi rispetto ai combustibili fossili, sono naturalmente rinnovabili e per questo la loro disponibilità non è limitata. Le Fonti di Energia Rinnovabile (FER) contribuiscono alla richiesta globale di energia primaria in tre settori principali: la produzione di elettricità, il riscaldamento e il raffreddamento, e il trasporto.

3.3 Definizioni

3.3.1 Energia alternativa

Il termine energia alternativa si riferisce a fonti di energia che generano meno danni ambientali e meno inquinamento rispetto ai combustibili fossili, e offrono un'alternativa alle risorse non rinnovabili.

3.3.2 Energia rinnovabile

L'energia rinnovabile (FER) si riferisce a quelle fonti di energia che sono continuamente ricostituite dalla natura. L'energia rinnovabile può essere definita come "l'energia ottenuta da flussi continui o ripetitivi che ritornano periodicamente nell'ambiente naturale" (Twidell e Weir, 1986).

3.3.3 Energia sostenibile

Energia sostenibile è un termine usato per indicare sia l'energia rinnovabile sia l'uso razionale di energia (URE). L'uso razionale di energia è l'uso efficiente ed efficace di energia indipendentemente dalla sua origine. L'energia sostenibile nella sua accezione più ampia può essere definita come l'energia che offre servizi energetici economici, accessibili ed affidabili che soddisfano le necessità economiche, sociali e ambientali nel contesto dello sviluppo della società per cui tali servizi sono intesi, riconoscendo una distribuzione equa nel soddisfare quelle necessità (Davidson, 2002).

3.4 Domanda e consumo di energia: a livello globale

La domanda e il consumo di energia negli anni recenti sono aumentati costantemente a livello mondiale e continueranno ad aumentare con la crescita costante della popolazione mondiale e l'aumento del fabbisogno di energia esistente nelle economie in via di sviluppo come la Cina e l'India. Nel periodo tra il 1973 ed il 2003 il Fabbisogno Totale di Energia Primaria (FEP) è aumentato da 6,034 milioni di tonnellate equivalenti di petrolio (Mtoe) a 10,579 Mtoe, un aumento quasi del 70% (McQuade, 2005).

La Tabella 3.1 descrive tale crescita per ogni fonte di energia. Mostra una caduta nell'uso del petrolio nel periodo in esame, mentre rileva un aumento significativo nell'uso di gas naturale e di energia nucleare. In generale, la quota percentuale di rinnovabili e rifiuti è scesa leggermente.

Fonte energetica	Quota 1973 (%)	Quota 2003 (%)
Petrolio	45.0	34.4
Carbone	24.8	24.4
Gas naturale	16.2	21.2
Rinnovabili e rifiuti	11.2	10.8
Nucleare	0.9	6.5
Idroelettrica	1.8	2.2
Altre	0.1	0.5
Mtoe TOTALI	6.034	10.579

Tabella 3.1 : Quote di combustibile FEP nel 1973 e nel 2003 (IEA; 2005)

Fonte : IEA Key World Energy Statistics 2005

Risulta chiaro che il mondo dipende pesantemente dai combustibili fossili per la sua domanda di energia. Quando si studia l'energia rinnovabile la domanda su quando avrà luogo l'esaurimento delle risorse limitate è una questione centrale. Dalle attuali percentuali d'uso è stato valutato (BP, 2003) che le riserve di carbone stimate dovrebbero durare approssimativamente 200 anni, quelle di petrolio circa 40 anni e quelle di gas naturale 60 anni. La disponibilità di combustibili liquidi aumenterà comunque tra il 2005 ed il 2015.

Questo picco dei combustibili liquidi è stato chiamato da molti studiosi come "peak oil". In una recente pubblicazione commissionata da "Forfàs", un ente semistatale irlandese, sono stati analizzati il problema del picco di petrolio e i suoi impatti potenziali sull'Irlanda. Lo studio ha spiegato che il "peak oil" non va genericamente considerato come una crisi energetica futura e potenziale ma una crisi dei "combustibili liquidi". Ci si aspetta che, con la diminuzione della disponibilità globale di petrolio e l'aumento della richiesta, ci siano significativi impatti sulle economie mondiali, specialmente per la rete di trasporto globale e irlandese (Forfàs, 2006).

La natura limitata dei combustibili fossili è ulteriormente illustrata nella Figura 3.3 che indica gli andamenti dei diversi combustibili fossili all'anno 2000 e, con le curve tratteggiate, l'approvvigionamento futuro stimato. Nel 2005 si è avuto il picco stimato nell'approvvigionamento di "conventional oil", mentre il picco stimato nella produzione di gas naturale si avrà, approssimativamente, nel 2030.

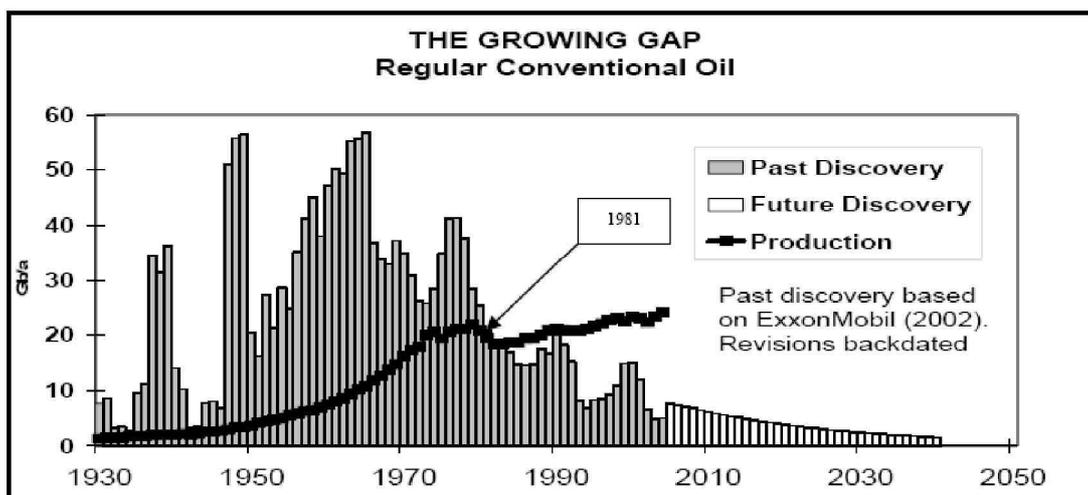


Figura 3.2 : Scoperta e produzione di “Conventional Oil”
Fonte : Amarách Consulting, Exxon Mobile (Forfás, 2006)

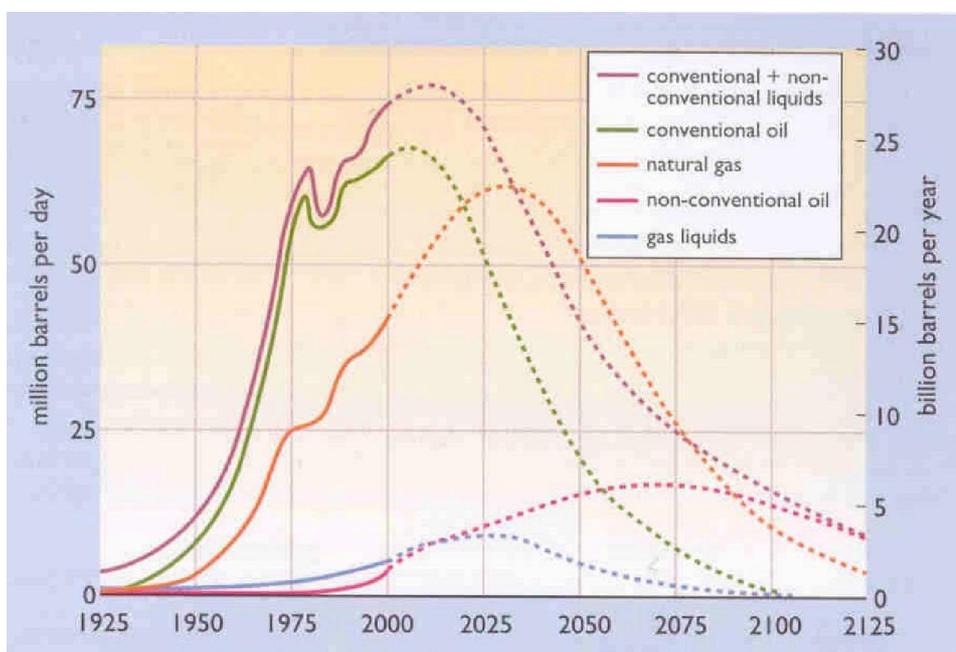


Figura 3.3 : Produzione mondiale di petrolio e gas
Fonte : Laherrere, 2001

In un recente rapporto della Agenzia Internazionale dell’Energia (IEA) (2006) è illustrato lo **stato attuale dell’energia rinnovabile**. Il contributo delle rinnovabili alle richieste globali di energia primaria è identificato solo da un 13%. Di questa cifra, i combustibili rinnovabili e i rifiuti rappresentano il 79.4% del totale delle rinnovabili seguiti dall’energia idroelettrica al 16.7% (v. Figura 3.4).

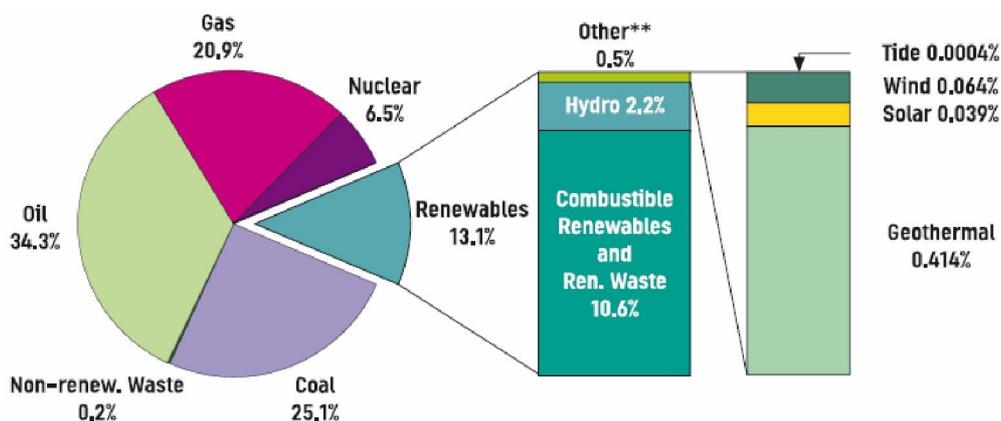


Figura 3.4 : Fabbisogno Mondiale di Energia Primaria (2004)

Il FMEP è calcolato usando le convenzioni IEA (metodologia del contenuto di energia fisica).

Esso include i giacimenti marini internazionali ed esclude il commercio dell'elettricità/riscaldamento.

Le cifre includono l'energia commerciale e non commerciale)

** Geotermia, solare, eolico, maree/onda/oceano.

Il totale in grafico potrebbe non essere preciso a causa di arrotondamenti.

Fonte : IEA Energy Statistics

3.5 Domanda e consumo di energia: a livello europeo

La Commissione europea descrive in aumento la domanda futura di energia in Europa, conseguente alla crescita economica, ma identifica anche opportunità significative per i risparmi energetici. La domanda di energia primaria per il 2030 è proiettata a essere più alta del 19% rispetto a quella del 2000, e cambierà significativamente anche la struttura del consumo di energia. Ci sarà una tendenza all'uso di maggiori quantità di gas naturale e di alcune rinnovabili a discapito dei combustibili solidi, del petrolio e del nucleare (Comunità Europea, 2004).

L'uso di energia rinnovabile negli Stati membri dell'UE è molto variabile. Tra i 15 Stati membri, la Svezia e la Finlandia hanno le percentuali più alte di contributo delle rinnovabili all'approvvigionamento totale di energia, mentre il Lussemburgo e il Belgio hanno quelle più basse. Il contributo più alto tra le fonti di energia rinnovabile nell'UE è dato dalle biomasse (con più del 90% di riscaldamento rinnovabile) e dall'idroelettrico (con l'85% di produzione di energia rinnovabile).

L'obiettivo fissato nel Libro Bianco sull'Energia da Fonti Rinnovabili (1995) è di raddoppiare l'approvvigionamento di energia rinnovabile nell'UE dal 6% al 12% tra il 1995 ed il 2010. È probabile, visti i trend attuali, che questi obiettivi saranno disattesi.

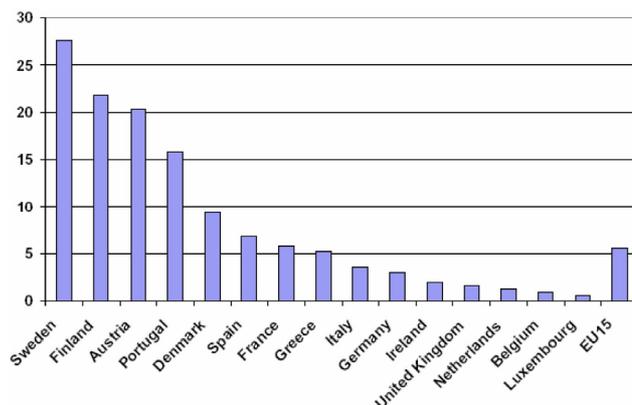


Figura 3.5 : Quantità di Energia Rinnovabile nell'Unione europea dei 15 in relazione al TPES, 2003.
Fonte : EurObserv'ER (2004)

Il Libro Verde sulla Sicurezza d'Approvvigionamento di Energia (2001) afferma che l'autosufficienza energetica nell'UE sarà un obiettivo impossibile da realizzare. Il documento mette in evidenza, anche, come le risorse residue di combustibili fossili nella UE sono limitate. Il Libro Verde stima che ci sono ancora circa 8 anni di riserve di petrolio disponibile in Europa e altri 20 anni di riserve di gas naturale. Rileva anche che il carbone è ancora abbondante nell'UE, ma che i suoi costi di produzione sono all'incirca 4-5 volte superiori rispetto ai prezzi mondiali. In tutti i 25 Stati membri dell'UE la dipendenza dalle importazioni è in media del 45%.

3.6 Domanda e offerta di energia: Italia

La modesta crescita dell'economia italiana si è tradotta, nel corso del 2004, in un innalzamento della domanda complessiva di energia primaria di appena lo 0,8% rispetto ai 195,5 Mtep del 2003 e in un leggero miglioramento dell'intensità energetica, diminuita dello 0,4% rispetto allo stesso anno. Il fabbisogno d'energia primaria per fonti evidenzia un'ulteriore riduzione dei consumi di petrolio e prodotti petroliferi, pari al 3,1% e, in parallelo, il consolidarsi della tendenza all'aumento dei consumi di carbone e gas (rispettivamente +11,6% e +3,7%).

Prosegue il processo di sostituzione dei derivati del petrolio con le altre due fonti nella generazione elettrica, in conseguenza di un aggiustamento del parco di generazione rispetto alle dinamiche dei prezzi relativi a queste tre fonti: progressivamente più caro il petrolio, seguito dal gas, e relativamente più conveniente il carbone. La struttura dei fabbisogni tuttavia rimane fortemente ancorata al petrolio (45%), nonostante un suo peso decrescente, seguito dal gas (34%). I combustibili solidi incrementano la loro quota (di quasi un punto, all'8,7%), e così pure le rinnovabili (7,2%).

La conversione delle centrali ad olio combustibile, l'entrata in funzione di nuove centrali a ciclo combinato e l'adeguamento di alcune centrali a carbone agli standard ambientali richiesti hanno prodotto un ulteriore incremento dei consumi di gas naturale e di carbone nel settore termoelettrico rispetto a quanto accaduto già nel 2003. Nel caso del carbone l'incremento è stato significativo, anche se a partire da un dato iniziale modesto.

Tuttavia, l'entrata in funzione del mercato dei permessi d'emissione potrebbe presto costituire un freno all'ulteriore espansione del carbone nella generazione elettrica.

Dal lato della produzione di energia, rispetto al 2003 si registrano una significativa riduzione della produzione nazionale di carbone (-35,6%, ma a partire da un dato iniziale molto basso), di gas (-6,6%)

e una leggera riduzione della produzione di petrolio greggio (-3,3%), dovuta al progressivo esaurirsi dei giacimenti di idrocarburi attualmente in uso. Invece, si è verificato un incremento dell'11,3% nella produzione di energie rinnovabili e in particolare di quella idroelettrica (prevalentemente dovuta a fattori climatici). Grazie a queste, complessivamente la produzione nazionale di fonti primarie è leggermente aumentata (+0,7%). Tale situazione però non ha influito sul progressivo aggravarsi della dipendenza energetica dall'estero, passata dall'84,6% del 2003 all'84,7% nel 2004 e, conseguentemente, sull'appesantirsi della fattura energetica. Gli incrementi dei prezzi energetici internazionali sono stati, infatti, solo in parte attutiti dalla forza dell'euro rispetto al dollaro. Le importazioni nette d'energia, pari a 165,9 Mtep, hanno registrato un aumento dell'1,7% rispetto al 2003. Esse sono diminuite del 3,1% per i prodotti petroliferi e del 10,5% per l'energia elettrica, mentre sono aumentate dell'8,2% per il gas naturale, e del 17,1% per i combustibili solidi.

	Prodotto interno lordo	Importazioni di beni e servizi fob	Consumi finali nazionali	Investimenti fissi lordi	Esportazioni di beni e servizi fob
2001	1,7	0,5	1,5	1,6	1,6
2002	0,4	-0,5	0,7	1,3	-3,2
2003	0,3	1,3	1,6	-1,8	-1,9
2004	1,2	2,5	0,9	2,1	3,2

Tabella 3.6 : Conto delle risorse e degli impieghi. Variazione annua. Anni 2001-2004(%)
(Valori a prezzi costanti)

Fonte : Elaborazione ENEA su dati ISTAT

3.6.1 Consumo energetico annuo in Italia

Considerando l'intera domanda di energia, composta non solo dall'elettricità ma anche dai carburanti per i trasporti e dall'industria, nel 2004 l'Italia ha consumato 143,4 Mtep.

Nel nostro Paese, a fronte di un fabbisogno reale di 143,4 Mtep si registra un consumo complessivo di 195,5 Mtep. La differenza, pari a 52 Mtep (1/3 della domanda nazionale di energia) è composta da consumi e sprechi del settore energetico italiano. Si tratta di una quota molto importante che lascia intravedere un grande margine di miglioramento sotto il profilo dell'efficienza del "sistema energia italiano".



Figura 3.7 : Bilancio Energetico Italia 2004

È interessante comprendere quali fonti energetiche sono state utilizzate nel 2004. Semplifichiamo al massimo riportando una tabella dell'ultimo rapporto dell'Authority:

Fonte energia	Mtep	Produzione nazionale
Solidi (carbone ecc.)	17,1 Mtep	0,4 Mtep
Gas	66,2 Mtep	10,7 Mtep
Petrolio	88,0 Mtep	5,4 Mtep
Rinnovabili	14,1 Mtep	13,5 Mtep
Energia elettrica (quota importata)	10,0 Mtep	---
Totale (approssimato per eccesso)	195,5 Mtep	30 Mtep

Tabella 3.8 : Fonti energetiche utilizzate nel 2004

L'Italia importa gran parte delle risorse energetiche primarie. Ha una capacità di produzione di energia minima, pari soltanto a 30 Mtep, pertanto deve importare ben 165,5 Mtep di energia dall'estero, pari al 84,6% della domanda energetica nazionale. La dipendenza energetica dall'estero è decisamente marcata ma non dissimile da quella di molti altri Paesi occidentali a economia avanzata.

Il fabbisogno energetico italiano è fortemente dipendente dal petrolio per il 45% e dal gas per il 32%. A differenza di quanto riportato in alcuni articoli di stampa, la dipendenza italiana dal petrolio è marcata soprattutto nel settore dei trasporti mentre si riscontra marginale nel settore della produzione dell'energia elettrica.

3.6.2 *La produzione italiana di energia elettrica nel 2004*

Nel 2004 l'offerta italiana di energia elettrica è stata di 69,3 Mtep. Nella produzione dell'energia elettrica ricopre un ruolo dominante l'utilizzo del gas all'interno del mix produttivo, circa il 33,4%. Seguono le energie rinnovabili al 17,9%, le risorse solide e il carbone al 17,2% e, infine, il petrolio al 17%.

Fonte energia	Produzione energia elettrica	%
Gas	23,1 Mtep	33,4%
Rinnovabili	12,4 Mtep	17,9%
Solidi (carbone...)	11,9 Mtep	17,2%
Petrolio	11,8 Mtep	17,0%
Import energia elettrica	10,0 Mtep	14,5%
Totale per eccesso	69,3 Mtep	100%

Tabella 3.9 : Produzione di energia elettrica per fonte energetica (2004)

Ridurre le inefficienze del sistema energia è fondamentale; ci consentirebbe di raggiungere opportunità altrimenti perdute e spendere meno nella bolletta energetica con l'estero, ma non risolverebbe, però, il vero problema strutturale di lungo periodo a cui l'Italia dovrà saper dare una risposta nei prossimi 20 anni: l'eccessiva dipendenza dalle fonti fossili di energia.

Come tutti i Paesi occidentali anche l'Italia risente degli sbalzi nei prezzi delle fonti fossili di energia. L'instabile crescita del prezzo del petrolio ha fatto crescere anche i prezzi di gas e carbone (fonti energetiche alternative al petrolio) aumentando la spesa per l'import di energia primaria nei paesi occidentali. La presenza dell'euro forte ha permesso all'Italia di contenere la crescita della spesa energetica. Il rincaro del petrolio, atteso e annunciato da parte degli esperti fin dagli anni '70, riapre la porta alle altre fonti di energia come nucleare e rinnovabili. Nell'incertezza degli scenari energetici futuri diventa prioritaria la diversificazione del mix energetico per ridurre i rischi di eccessiva

dipendenza. Qualsiasi soluzione strutturale, di lungo periodo, dovrà basarsi sui numeri e sulle scelte praticabili.

In gioco c'è il nostro futuro.

BILANCIO DI SINTESI DELL'ENERGIA IN ITALIA
(milioni di tonnellate equivalenti di petrolio)

Disponibilità e Impieghi	ANNO 2001						ANNO 2000						Variazione percentuale					
	Solidi	Gas naturale	Petrolio	Rinnovabili (a)	Energia elettrica	Totale	Solidi	Gas naturale	Petrolio	Rinnovabili	Energia elettrica	Totale	Solidi	Gas naturale	Petrolio	Rinnovabili	Energia elettrica	Totale
1. Produzione	0,482	12,575	4,097	13,478	10,764	30,632	0,341	13,722	4,585	12,389	9,863	31,037	41,3%	-8,4%	-10,6%	8,8%	9,1%	-1,3%
2. Importazione	13,536	45,189	108,856	0,527	10,764	178,872	13,203	47,394	110,579	0,517	9,863	181,556	2,5%	-4,7%	-1,6%	1,9%	9,1%	-1,5%
3. Esportazione	0,060	0,051	22,517	0,001	0,121	22,750	0,090	0,041	21,360	0,002	0,106	21,599	-33,3%	24,4%	5,4%	-50,0%	14,2%	5,3%
4. Variaz. scorte	0,239	-0,812	-1,446	0,000	-	-2,019	0,572	2,710	1,815	0,000	-	5,097	-	-	-	-	-	-
5. Consumo interno lordo (1+2-3-4)	13,719	58,525	91,882	14,004	10,643	188,773	12,882	58,365	91,989	12,904	9,757	185,897	6,5%	0,3%	-0,1%	8,5%	9,1%	1,5%
6. Consumi e perdite del settore energ.	-0,999	-0,449	-6,501	-0,077	-43,281	-51,307	-1,423	-0,663	-5,809	-0,066	-43,088	-51,049	-29,8%	-32,3%	11,9%	16,7%	0,4%	-
7. Trasformazioni in energia elettr.	-8,512	-18,259	-17,533	-12,212	56,516	0,000	-7,232	-18,826	-19,426	-11,316	56,800	0,000	17,7%	-3,0%	-9,7%	7,9%	-0,5%	-
8. Totale Impieghi finali (5+6+7)	4,208	39,817	67,848	1,715	23,878	137,466	4,227	38,876	66,754	1,522	23,469	134,848	-0,4%	2,4%	1,6%	12,7%	1,7%	1,9%
- Industria	3,976	16,775	7,705	0,247	11,827	40,530	3,999	16,747	7,476	0,228	11,726	40,176	-0,6%	0,2%	3,1%	8,3%	0,9%	0,9%
- trasporti	-	0,370	41,126	0,094	0,737	42,327	-	0,329	40,446	-	0,732	41,507	12,5%	1,7%	-	-	0,7%	2,0%
- Civile	0,075	21,548	7,292	1,234	10,870	41,019	0,065	20,698	7,188	1,160	10,589	39,700	15,4%	4,1%	1,4%	6,4%	2,7%	3,3%
- Agricoltura	-	0,123	2,644	0,140	0,444	3,351	-	0,118	2,552	0,134	0,422	3,226	4,2%	3,6%	-	-	5,2%	3,9%
- usi non energetici	0,157	1,001	6,231	0,000	-	7,389	0,163	0,984	6,353	0,000	-	7,500	-3,7%	1,7%	-1,9%	-	-	-1,5%
- bunkeraggi	-	-	2,850	-	-	2,850	-	-	2,739	-	-	2,739	-	-	4,1%	-	-	4,1%

(a) Al netto degli apporti da pompaggio.

Tabella 3.10 : Bilancio di sintesi dell'energia in Italia (2004)

Nel 2004 le fonti rinnovabili di energia hanno contribuito complessivamente al consumo interno lordo italiano per una percentuale di poco superiore al 7%. Il contributo complessivo da fonte eolica, solare, rifiuti, biocombustibili, biogas e legna (con esclusione di quella da ardere utilizzata per il riscaldamento ambientale), cresce sul totale delle rinnovabili da poco più del 14% del 2000 al quasi 26% del 2004. L'idroelettrico, che fornisce la quota più rilevante, è caratterizzato da una fluttuazione da attribuire a fattori di idricità, mentre la geotermia mostra un aumento intorno al 10% sull'intero periodo. Per quanto riguarda le altre rinnovabili si evidenziano il buon incremento della produzione da biomassa e rifiuti e, a partire dal 2004, la ripresa dell'eolico dopo il forte sviluppo fatto segnare nel corso del 2001 e il rallentamento riscontrato nei due anni successivi. Nonostante il trend positivo, il contributo da queste fonti resta comunque attestato su valori ancora molto lontani da quelli tipici di alcuni Paesi europei. La produzione di energia elettrica da rinnovabili ammonta nel 2004 a oltre 55 TWh, pari al 16% del consumo interno lordo di energia elettrica. Rispetto al 2003, si assiste ad un aumento medio della produzione di elettricità da rinnovabili del 16%. Oltre il 75% della produzione da rinnovabili proviene dall'idroelettrico; geotermia e biomasse (inclusi i rifiuti) contribuiscono entrambe per circa il 10%, l'eolico per il 3% e il fotovoltaico solo per lo 0,05%.

3.7 Energia e cambiamento climatico

Fin dalla rivoluzione industriale la quantità di energia utilizzata è in continua crescita in quanto elemento fondamentale delle economie moderne. Una conseguenza di questo è il continuo aumento

dei livelli di gas serra nell'atmosfera. Questo effetto sta contribuendo a quello che molti studi sostengono essere il riscaldamento globale provocato dall'uomo.

Il principale contributo a questo aumento di emissioni è causato dal diossido di carbonio proveniente dalla combustione dei combustibili fossili. Come si può osservare in Figura 3.11, le emissioni globali di carbonio fossile stanno aumentando in maniera sostanziale, specialmente negli ultimi 50 anni. La Figura 3.12 mostra le variazioni nelle concentrazioni di CO₂ in parti per milione in volume (ppmV) negli ultimi 400.000 anni e identifica un aumento significativo dei livelli fin dall'inizio della rivoluzione industriale.

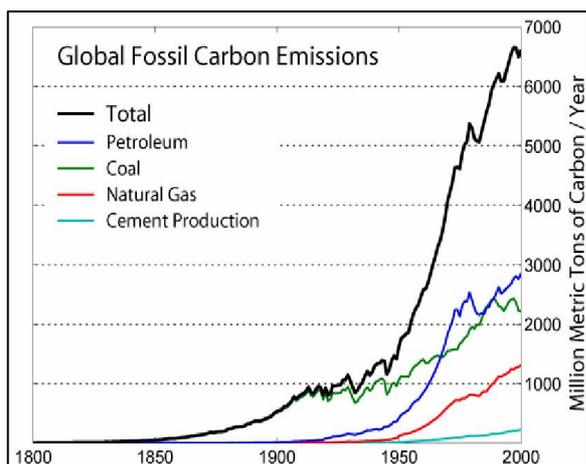


Figura 3.11 : Emissioni Globali di Diossido Carbonio
Fonte : www.wikipedia.org

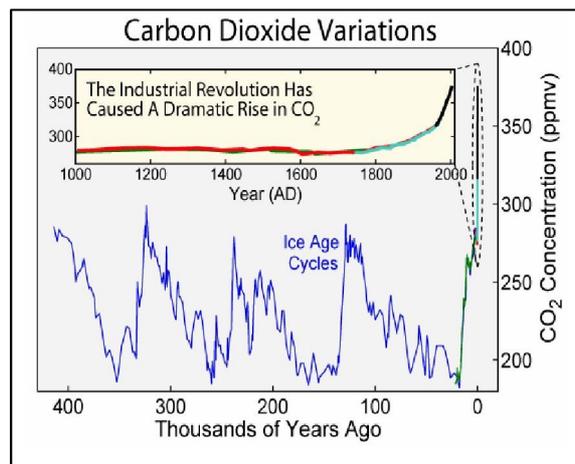


Figura 3.12 : Variazioni del Diossido di Carbonio
Fonte : www.wikipedia.org

Gli scienziati hanno stimato che, durante il XX secolo, queste emissioni hanno causato un aumento della temperatura sulla superficie terrestre di 0.6 °C (Boyle 2004). È stato previsto che la temperatura del globo può aumentare da 1.4 a 5.8 °C se tali emissioni non vengono limitate.

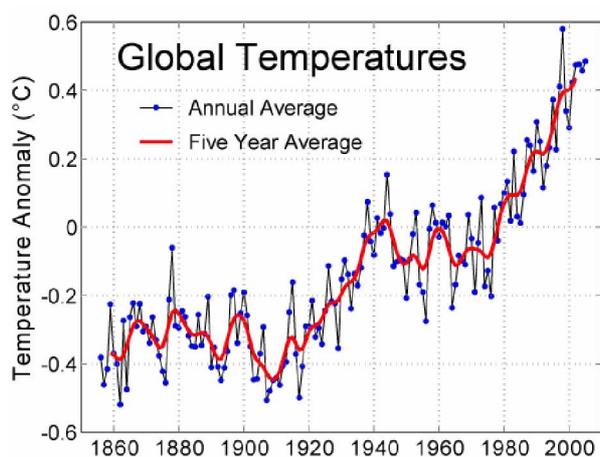


Figura 3.13 : Temperature globali nel tempo
Fonte : www.wikipedia.org

Il progressivo cambiamento climatico ha prodotto una convergenza generale di attenzioni sulla questione della riduzione delle emissioni associate all'energia.

Secondo fonti accreditate si renderà necessaria una riduzione delle emissioni di carbonio in atmosfera per un valore oscillante tra il 60 e l'80% entro la fine del XXI secolo.

Un drastico cambiamento delle politiche di approvvigionamento e degli stili di vita e di consumo in uso all'interno delle nostre società è ormai una priorità. Nella Conferenza ONU sul Clima, svoltasi a Kyoto in Giappone nel dicembre 1997, il mondo industrializzato sottoscrisse un Protocollo per ridurre le emissioni di gas serra. I Governi europei accettarono limiti giuridicamente vincolanti alla produzione di gas inquinanti.

accettarono limiti giuridicamente vincolanti alla produzione di gas inquinanti.

In Italia, benché le politiche in materia ambientale siano state adottate con un certo ritardo rispetto ad altri Paesi europei, nel 1993 viene predisposto il *Piano Nazionale per lo Sviluppo Sostenibile in Attuazione dell' Agenda 21*. Tale piano si ispira alle linee guida dell'Unione Europea, che si trovano nel V Programma d'Azione Ambientale.

Nel piano non sono presenti né argomentazioni relative ai criteri e alle condizioni per il raggiungimento della sostenibilità né una strategia in riferimento a obiettivi specifici di sostenibilità; cominciano, però, a essere enfatizzate l'esigenza di integrare le considerazioni di carattere ambientale nelle differenti politiche settoriali (industria, trasporti, energia, agricoltura, turismo) e la necessità di includere nell'analisi politica i costi e benefici ambientali, sia a livello privato (produttori/consumatori) che a livello pubblico (contabilità nazionale). Un significativo passaggio in relazione a programmi e politiche ufficiali per lo sviluppo sostenibile e per l'Agenda 21 da parte del Ministero dell'Ambiente, si compie nel maggio del 1998 con l'approvazione del *Nuovo Programma per la Protezione dell'Ambiente* che prevede, tra i vari settori d'intervento, uno riguardante gli strumenti per lo sviluppo sostenibile. Più di recente, in seguito alla sottoscrizione dell'accordo sul Protocollo di Kyoto e alla ratifica dello stesso da parte del Legislatore italiano, si assiste da un lato alla stesura di una "Strategia d'azione ambientale per lo sviluppo sostenibile in Italia" e dall'altro alla predisposizione di nuove linee guida per le politiche di riduzione dell'effetto serra.

Al fine di programmare la riduzione di emissioni di gas ad effetto serra viene costruito uno scenario "tendenziale", a legislazione vigente, basato sugli effetti di misure già avviate o "decise", e uno scenario "di riferimento", che considera gli effetti aggiuntivi di altre misure, già "individuate", anche a fini diversi da quelli dell'abbattimento delle emissioni.

La situazione attesa al 2008-2012 è sintetizzata in Tabella 3.14.

Emissioni con scenario a legislazione vigente	Emissioni con scenario di riferimento	Obiettivo di emissioni	Ulteriore riduzione necessaria per il raggiungimento dell'obiettivo
579,8	528,2	487,1	41,1

Tabella 3.14 : Italia-Scenari di emissione(MtCO₂) e obiettivo di riduzione al 2008-2012

3.8 Sintesi

La maggior parte delle fonti rinnovabili di energia è originata dal calore delle radiazioni solari, in maniera diretta o indiretta, mentre esistono anche fonti rinnovabili di energia non solari come la geotermia e la marea. L'energia rinnovabile garantisce un approvvigionamento continuo ed è una fonte di energia sostenibile. Prima della rivoluzione industriale, che iniziò nel tardo XVIII secolo, l'energia rinnovabile (termovalorizzazione delle biomasse) dominava l'approvvigionamento energetico. La scelta di utilizzare in modo massiccio e progressivamente crescente i combustibili fossili, come il carbone e il petrolio, ha consentito uno sviluppo economico con tassi di crescita mai sperimentati prima, che però ha contemporaneamente generato problemi ormai urgenti da risolvere.

Possiamo individuare i due principali problemi nella disponibilità limitata di tali combustibili e nel fatto che la loro combustione produce grandi quantità di *gas climalteranti*.

Oggi si registra un costante incremento della domanda complessiva di energia; questo trend è destinato a crescere con l'aumento demografico e con lo sviluppo delle economie industriali emergenti. Per fronteggiare questi nuovi bisogni sarà necessario diversificare al massimo le fonti di approvvigionamento e puntare con decisione all'integrazione delle fonti fossili con le fonti rinnovabili di energia.

In Europa è in atto un processo che mira ad incrementare l'efficienza energetica e il contributo derivante dall'energia rinnovabile per soddisfare la domanda di energia primaria.

In Italia, nel corso dell'ultimo decennio, si sono messi in campo politiche e programmi orientati a raggiungere gli obiettivi di sostenibilità definiti a livello di Unione Europea.

Il Piano Energetico Nazionale (PEN, 1988) è il primo documento in cui si possono rinvenire gli obiettivi tuttora ritenuti prioritari in ambito energetico:

- promozione dell'uso razionale dell'energia e del risparmio energetico;
- sviluppo progressivo di fonti di energia rinnovabile.

Il PEN fissa gli obiettivi di introduzione delle fonti rinnovabili, suggerendo l'adozione da parte di tutte le Regioni di Piani d'Azione per la promozione e l'utilizzo di tali fonti sul proprio territorio.

Ulteriori fonti di informazione

- World Energy Council : www.worldenergy.org
- International Energy Agency : www.iea.org
- Ente per le Nuove Tecnologie, l'Energia e l'Ambiente : www.enea.it

Riferimenti

Association for the Study of Peak Oil and Gas Ireland, 2007. *ASPO Newsletter 74 - February 2007*. Scritto da Dott. Colin Campbell. Riprodotto per gentile concessione.

Boyle, G. (2004) - *Renewable Energy, Power for a Sustainable Future*. Oxford University Press, Oxford.

BP, (2003) - *BP Statistical Review of world energy*, in : www.bp.com/productlanding.do?categoryId=6842&contentId=7021390.

Davidson, O. (2002) - *Sustainable Energy and Climate Change: African Perspectives*. In Davidson, O & Sparks, D (eds) *Developing Energy Solutions for Climate Change: South African Research at EDRC*. Cape Town: Energy and Development Research Centre: 145-152. (Secondary source in Energy for Sustainable Development: South African Profile (2004), Energy Research Centre, University of Cape Town.

Department of Communications, Marine and Natural Resources, 2006 - *Green Paper, Towards a Sustainable Energy Future for Ireland*. Dublin.

EurObserv'ER, 2006.6th Report, 2006, *State of Renewable in Europe*. EurObserv'ER, Paris.

Department of the Environment and Local Government, 2000 - *National Climate Change Strategy*, Ireland. Dublin.

European Commission, (2004) - *European Energy and Transport Scenarios on Key Drivers*. European Communities, Belgium.

European Commission, (2001) - *EU Green Paper on Security of Supply of Energy Supply*.

European Commission, (1995) - *White Paper on Energy from Renewable Energy Sources*.

Forfás, 2006 - *A Baseline Assessment of Ireland's Oil Dependence, Key Policy Considerations*. Forfás, Dublin.

Howley, M., O'Leary, F. and Ó Gallachóir, GB., 2006. *Energy in Ireland 1990 - 2005 - Trends, Issues, Forecasts and Indicators*. Energy Policy Statistical Support Unit, SEI, Cork, Ireland.

International Energy Agency, 2006. *Renewable In Global Energy Supply, An IEA Fact Sheet*. IEA in : www.iea.org.

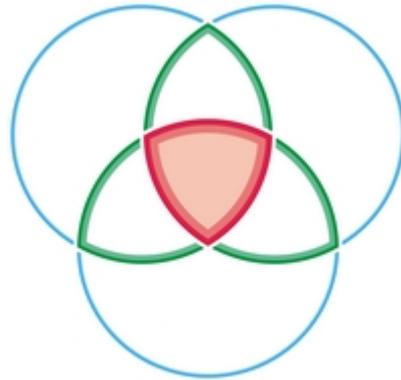
Laherrere, J. H. (2001) - *Forecasting Future Production from Past Discovery*. OPEC Seminar, 28 September 2001.

McQuade, O. (Editor) (2005) - *Energy Ireland Yearbook 2006*. Lagan Consulting, bmf Business Services, Dublin.

Sustainable Energy Ireland, 2006 - *Energy in Ireland 1990-2004, Trends Issues, Forecasts and Indicators*. SEI Energy Statistical Support Unit, Dublin.

Twidell, J and Weir, A. (1996) - *Renewable Energy Resources*. E & FN Spon, London.

Wikimedia Foundation, 2007 - Varie pagine in : www.wikipedia.org. Florida, USA.



Capitolo

4

ENERGIA GEOTERMICA E POMPE DI CALORE

Seamus Hoyne, Tipperary Institute

4. ENERGIA GEOTERMICA E POMPE DI CALORE

4.1 Obiettivi

- Comprendere il concetto di energia geotermica
- Familiarizzare con la tecnologia della pompa di calore e delle sue applicazioni

4.2 Introduzione all'energia geotermica

Per energia geotermica si intende quella contenuta, sotto forma di "calore", all'interno 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 ed è praticamente inesauribile.

L'energia geotermica può essere suddivisa in due forme:

- alta temperatura / grande profondità;
- bassa temperatura.

Questa sezione tratterà soltanto la geotermia a bassa temperatura e in particolare lo sfruttamento di tale risorsa attraverso la tecnologia delle pompe di calore. I sistemi geotermici ad alta temperatura sono caratterizzati tipicamente da alte "temperature di lavoro" disponibili a grande profondità sotto la crosta terrestre per produrre acqua calda o direttamente vapore. Questo poi può essere usato per riscaldamento degli ambienti, per il riscaldamento di processo o per generare elettricità. Studi sulla geotermia ad alta temperatura o le risorse della geotermia profonda sono stati eseguiti in tutta l'UE.

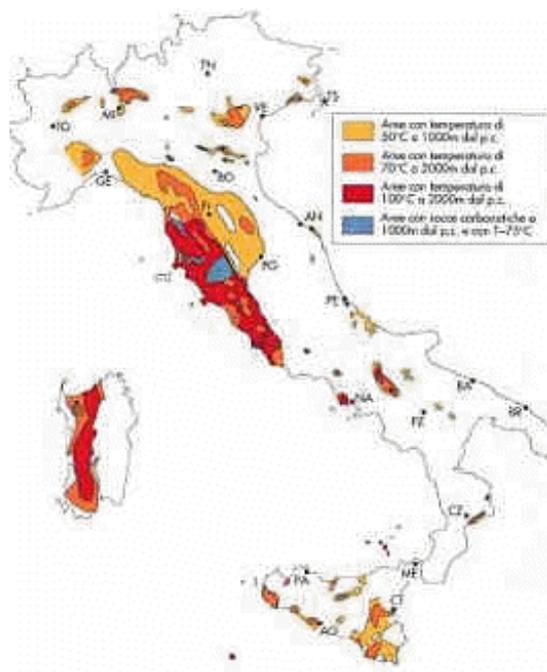


Figura 4.1 : Mappa della geotermia in Italia

La geotermia a bassa temperatura normalmente richiede l'uso della tecnologia delle pompe di calore per aumentare il calore disponibile, la sua tipica applicazione è quella del riscaldamento dell'acqua e degli ambienti. Le pompe di calore prelevano energia dalla terra, dall'acqua o dall'aria.

4.3 Tecnologia e applicazioni della pompa di calore

4.3.1 Come funzionano i sistemi a pompa di calore?

Tutte le tipologie di sistemi a pompa di calore funzionano in modo simile. Il calore a bassa temperatura è estratto dalla terra, dall'acqua o dall'aria, ed è compresso dalla pompa di calore ad una temperatura più alta. Questo sistema è adatto per il riscaldamento degli ambienti e per l'acqua (acs). Nel caso in cui la fonte di calore della pompa sia la terra o l'acqua, il calore è distribuito meglio se si utilizza un sistema di riscaldamento a pavimento o a fan-coil. Le pompe di calore funzionano sfruttando uno di due principi fondamentali: la *compressione di vapore* o l'*assorbimento*. La maggioranza dei sistemi sono a Compressione di Vapore e normalmente sono azionati da un motore elettrico.

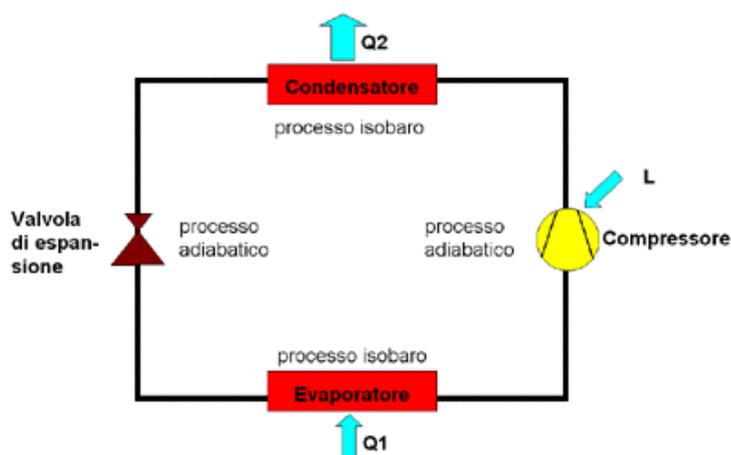


Figura 4.2 : Pompa di calore a compressione di vapore azionata da un motore elettrico
Fonte : www.elettricita.ch

I collettori alimentati ad aria possono scaldarla direttamente in un sistema di trasporto dell'aria riscaldamento/ventilazione. Questo tipo di collettore può scaldare anche l'acqua usando l'aria, integrata con uno scambiatore di calore ad acqua per il riscaldamento a pavimento o per il sistema fan-coil.



Figura 4.3 : Pompa di calore a fonte d'aria e a fonte suolo
Fonte : AIEA, 2006

4.3.2 Il Coefficiente di rendimento

L'efficienza di una pompa di calore è generalmente espressa con il Coefficiente di Rendimento (COP Coefficient of Performance). Questo si riferisce alla quantità di energia termica ottenuta per ogni unità di energia elettrica utilizzata per azionare la pompa.

$$\text{COP} = \frac{\text{Potenza riscaldamento}}{\text{Potenza gas + elettricità}}$$

Formula 4.4 : Coefficiente di rendimento

Una pompa di calore dovrebbe produrre fra 3 e 5 kWh termici per ogni kWh di energia elettrica impiegata. La misurazione del COP dovrebbe essere conforme alla Qualità Standard europea EN255. La Figura 4.5 mostra il COP per una pompa di calore ideale variabile in funzione dell'incremento di temperatura, dove la temperatura della fonte di calore è 0°C. Il grafico mostra anche il range degli attuali coefficienti di rendimento per vari tipi e dimensioni di pompe di calore reali a differenti incrementi di temperatura.

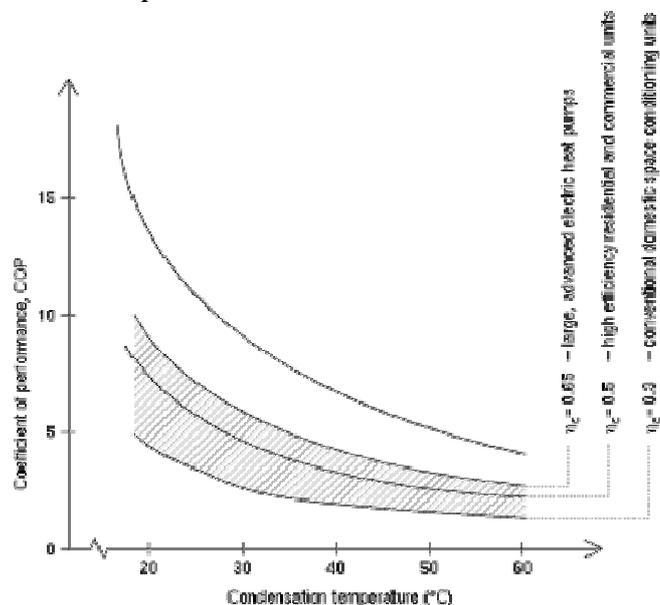


Figura 4.5 : COP per una pompa di calore tipica installata
Fonte : IEA, 2006

4.4 Tipi di collettori

4.4.1 Pompe di calore geotermiche a scambiatore orizzontale

Le pompe di calore geotermiche a scambiatore orizzontale sono attualmente il tipo di collettore più comune per sistemi a pompa di calore. I tubi sono posti nel suolo a 1-2 m di profondità. Un sistema ad espansione diretta (DX) richiede approssimativamente un'area di 25 mq per kW installato. Dove sono utilizzate tubature sovrapposte note come tubi Slinky (a spire larghe), è necessaria un'area di 3 mq per kW installato.

4.4.2 Pompe di calore geotermiche a scambiatore verticale

I collettori verticali sono usati quando l'area è limitata. Sono inseriti come i tubi ad U in fori pre-trapanati del diametro di 100/150 mm, a 5 m l'uno dall'altro e tra 15-120 m di profondità. Sono necessari approssimativamente 30 m di tubo per kW installato. I collettori verticali sono più costosi di

quelli orizzontali ma hanno efficienza più alta, richiedono un tubo con una lunghezza complessiva inferiore e meno energia per la pompa.



Figura 4.6 : Collettori Ground Source a) orizzontale standard; b) orizzontale 'slinky'; c) verticale
Fonte : AIEA, 2006

4.4.3 Pompe di calore geotermiche acqua-acqua

Un collettore "Water to water" usa l'acqua del sottosuolo proveniente da un pozzo come fonte di calore. Il pozzo deve essere in grado di fornire approssimativamente 6 litri di acqua fredda per minuto per kW installato. I sistemi "Water source" possono offrire una migliore efficienza e costi di installazione bassi rispetto ai sistemi "Ground source" ma sono limitati ai luoghi in cui c'è una sufficiente quantità di acqua disponibile.

4.4.4 Sistemi ad aria

Le pompe di calore "Air source" prendono calore dall'aria esterna, principalmente dall'umidità presente nell'aria, piuttosto che dal suolo o dall'acqua. Esse risultano una scelta ideale anche per la ventilazione con sistemi di recupero di calore. Quando prendono aria dall'esterno sono leggermente meno efficienti dei collettori con fonte ad acqua o dal suolo, mentre hanno il vantaggio di essere più convenienti, più facili da installare ed hanno un tempo di risposta più veloce.

4.5 Componenti di sistema

Il sistema delle pompe di calore non è generalmente appropriato per la sostituzione diretta dei sistemi di riscaldamento basati sul radiatore in quanto questi richiedono una temperatura di esercizio dell'acqua di 80-90 °C; più alta di quanto la maggior parte dei sistemi a pompe di calore è in grado di produrre efficientemente. Per far sì che una pompa di calore operi più efficacemente quando la differenza di temperatura tra la fonte di calore e il calore ceduto (sistema di distribuzione) è piccola, la temperatura di distribuzione per le pompe di calore utilizzate per il riscaldamento degli ambienti dovrebbe essere tenuta quanto più bassa possibile durante la stagione in cui si utilizza l'impianto di riscaldamento.

La Tabella 4.7 mostra dei tipici COP per una pompa di calore "Water to water" che opera nei vari sistemi di distribuzione. La temperatura della fonte di calore è 5 °C, e l'efficienza (relativa al ciclo di Carnot) della pompa di calore è del 50%.

Sistema di distribuzione del calore	COP
Radiatori convenzionali (60/50°C)	2.5
Riscaldamento del pavimento (35/30°C)	4.0
Radiatori moderni (45/35°C)	3.5

Tabella 4.7 : COP di una pompa di calore acqua-acqua con la fornitura/ritorno di T
Fonte : IEA, 2006

La maggior parte dei sistemi richiede un serbatoio di accumulo (60/150 l) per ottimizzare il tempo di funzionamento e ridurre l'usura del compressore prevenendo rapidi cicli on/off.

Le pompe di calore possono scaldare l'acqua efficientemente a circa 40 °C.

Per portare l'acqua calda per uso domestico a 65 °C, la temperatura normale per il serbatoio di acs, la maggior parte dei sistemi a pompe di calore utilizza un calorifero di supporto. Tuttavia alcuni sistemi avanzati oggi possono raggiungere temperature di 65 °C con una minima riduzione del COP.

4.6 Manutenzione e funzionamento

I sistemi a pompe di calore hanno relativamente pochi componenti meccanici con il risultato che richiedono minimi interventi di manutenzione. La manutenzione è raccomandata una volta l'anno come per le normali caldaie. Il ciclo di vita di una pompa di calore tipica è di circa 20 anni mentre un collettore può avere una durata molto superiore.



Figura 4.8 : Installazione di un collettore orizzontale in una abitazione domestica
Fonte : Dunstar, 2006

Ulteriori fonti di informazione

- Boyle, G. (Ed.), 2004. *Energia rinnovabile: Energia per un futuro sostenibile*, 2a ed. Oxford University Press and the Open University. Oxford.

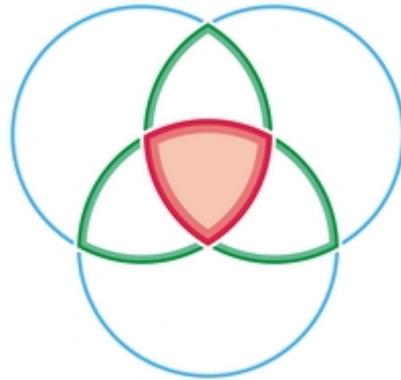
Riferimenti

AIEA, Cahir. Dunstar, 2006 *Personal Communication IEA (2006). Introduzione alle pompe di calore geotermiche*. The IEA Heat Pump Programme's Information Centre. www.heatpumpcentre.org.

Dunstar, 2006 *Personal Communication*.

IEA (2006) The IEA Heat pump Programme's Information Centre in : www.heatpumpcentre.org.

SEI, 2006 - *Mappe geotermiche*, in : www.sei.ie. Dublino.



Capitolo

5

ENERGIA SOLARE FOTOVOLTAICA

Mathew Mather, Tipperary Institute

5. ENERGIA SOLARE FOTOVOLTAICA

5.1 Obiettivi

- Comprendere le varie caratteristiche delle tecnologie fotovoltaiche
- Avere una buona conoscenza circa il posizionamento e l'orientamento dei pannelli fotovoltaici
- Acquisire la capacità di calcolare la produzione di energia e il costo approssimativo di uno specifico sistema fotovoltaico
- Avere conoscenza dello scenario potenziale e delle politiche relative al fotovoltaico in ITALIA.

5.2 Introduzione all'energia solare

Con il termine Energia Solare ci riferiamo ovviamente ad un'energia la cui fonte è il Sole. Quello che non è così ovvio è il modo nel quale si manifesta questa energia. Con le eccezioni dell'energia nucleare, dell'influenza lunare sulle maree e dell'energia geotermica (energia che si origina dal calore dal centro della Terra), il sole è responsabile di tutte le altre forme di energia. È direttamente responsabile per la produzione di Energia Solare: Termica (ST) e Fotovoltaica (FV); inoltre è direttamente e indirettamente responsabile dell'energia geotermica ed infine è indirettamente responsabile dell'energia originata dal vento, dall'acqua, dalla biomassa, dalle correnti oceaniche e persino dai combustibili fossili.

Lo scopo di questo capitolo è concentrarsi sulle applicazioni dell'energia fotovoltaica.

5.3 Introduzione al Fotovoltaico

È importante saper distinguere tra i **pannelli fotovoltaici (FV)** e i **collettori solari termici (ST)**. Entrambe queste tecnologie convertono l'energia solare in energia utile. I pannelli solari termici convertono l'energia che proviene dal sole in energia termica per la produzione di acqua calda sanitaria (e qualche volta anche per il riscaldamento delle abitazioni). I pannelli fotovoltaici, invece, convertono l'energia del sole in elettricità. Economicamente, il solare termico è meno costoso del fotovoltaico. Di conseguenza, si dovrebbe evitare di usare il FV per il riscaldamento dell'acqua o per quello delle abitazioni.

In questo capitolo, analizzeremo:

- le caratteristiche delle principali tecnologie fotovoltaiche;
- esempi di calcolo di base del FV;
- analisi dell'orientamento e del posizionamento degli impianti;
- il contesto italiano (potenzialità, capacità installata e politiche).

Esistono tre tipologie di impianti FV:

- stand-alone / off-grid (autonomo, non connesso alla rete elettrica)
- grid-connected (connesso alla rete elettrica)
- grid-connected con accumulatori.

I sistemi stand-alone sono generalmente usati in luoghi isolati dove solitamente è troppo costoso avere accesso alla rete.

I sistemi grid-connected sono impianti allacciati alla rete elettrica e sono abbastanza comuni in molti paesi dell'UE ma anche in paesi quali Giappone, Australia e Stati Uniti.

5.4 Fotovoltaico: le tecnologie

La tecnologia fotovoltaica è basata sulla proprietà intrinseca del silicio, uno speciale materiale semiconduttore che converte l'energia della luce del sole in energia elettrica. Questa conversione di energia generalmente non è molto efficiente e ha dei valori di rendimento compresi tra il 10 e il 15%, variabile con il tipo di silicio utilizzato.

Le tre tecnologie FV più usate sono:

- 1) il policristallino
- 2) il monocristallino
- 3) l'amorfo

Un semplice confronto fra queste tecnologie è illustrato nella Tabella 5.1:

	Efficienza	Costo	Caratteristiche visive	Aziende produttrici	Commenti
Monocristallino	10-15%	Processo produttivo costoso	Colore blu uniforme	BP Solar, Siemens	Più vecchio e molto efficiente
Policristallino	9-13%	Processo produttivo meno costoso	Colore blu irregolare	Solarex, Kyocera	Può essere danneggiato da ombreggiatura parziale
Amorfo	3-10%	Processo produttivo ancor meno costoso	Color "madreperla"	Unisolar, Intersolar	Luminoso e flessibile

Tabella 5.1 : Confronto fra le tecnologie fotovoltaiche

Altre tecnologie fotovoltaiche come quella 'String Ribbon' della Evergreen Solar sono molto diffuse in USA.

I moduli di un impianto FV vengono collegati in serie e costituiscono le stringhe; più stringhe collegate in parallelo costituiscono il campo fotovoltaico (impianto FV). La Figura 5.2 mostra un impianto costituito da 18 moduli.



Figura 5.2 : Sistema Fotovoltaico installato su tetto
Fonte : Krannich Solartechnik, Evergreensolar 2005

Generalmente gli impianti fotovoltaici sono installati in posizione permanente mediante un ancoraggio fisso. In alternativa, esistono installazioni con un angolo di “tilt” che può essere variato in modo da assecondare i cambiamenti stagionali.

I pannelli fotovoltaici, in genere, vengono installati su superfici con un angolo di “tilt” e un angolo di “azimut” definiti in base alla latitudine e alla longitudine del sito.

Esistono anche sistemi FV più sofisticati definiti “a doppio asse”, in grado di variare l’orientamento e inclinazione dei pannelli in relazione alla posizione del sole (sistemi ad inseguimento).

L’uso del FV non è ristretto solo alle abitazioni o ad applicazioni di piccola scala. Esistono anche impianti FV di grandi dimensioni ($P > 50 \text{ kW}$) posizionati a terra o su edifici di grandi estensioni.

5.5 Caratteristiche del Fotovoltaico

Vantaggi del FV :

- si può integrare facilmente nelle aree urbane
- può essere costruito in maniera architettonicamente integrata (FV su tetto)
- non ha organi di movimento (perciò è un sistema più solido se comparato all’eolico e all’idro)
- richiede poca manutenzione
- è facile da installare e da riparare.

Svantaggi del FV :

- prevede un investimento iniziale consistente
- alle latitudini settentrionali la produzione di energia è molto condizionata dalle variazioni stagionali, con giornate estive lunghe e quindi maggiore energia fotovoltaica e ridotta radiazione solare in inverno
- è caratterizzato da bassa efficienza energetica.

Si può ottenere l’energia da un impianto FV anche in un giorno nuvoloso ma non come in una giornata soleggiata. Il tempo nuvoloso comporta infatti una riduzione nella produzione di energia. Inoltre, al contrario di quanto potrebbe apparire, l’aumento di temperatura diminuisce la produzione di energia di un impianto FV, perciò non è possibile raggiungere performance ottimali nelle ore meridiane.

Un’installazione fotovoltaica tipica è composta da un certo numero di moduli fotovoltaici configurati in serie. Per esempio, possiamo osservare nella figura 5.1 che ci sono 18 moduli fotovoltaici montati sul tetto. Quando si progetta un impianto, la scelta dei moduli FV e la particolare configurazione del sistema in serie devono essere basate sulle precise caratteristiche del modulo FV.

La Figura 5.3, riferita ad un modulo Shell di 75 W (Watt), dà un’idea dell’aspetto di un modulo fotovoltaico.

Da questa figura, possiamo formarci un’idea della potenza massima prodotta da un modulo (in questo caso 75 W). Se avessimo 18 moduli di questo tipo in una configurazione in serie, la stima della sua potenza totale sarebbe $18 \times 75 \text{ W} = 1350 \text{ W}$, o 1,35 kW. Pertanto, per determinare quanti kWh (“kilo Watt hour”, in italiano “chilowattora”) questa configurazione può fornire sono necessari alcuni calcoli.



Figura 5.3 : Pannello Fotovoltaico da 75 watt
Fonte : Shell SQ75 Photovoltaic Solar Module

5.6 Calcoli per FV

Il fabbisogno di energia elettrica di un'utenza è espresso generalmente in kWh. Questa è l'unità di misura dell'energia che compare sulla nostra bolletta.

I kWh prodotti da un modulo fotovoltaico dipendono dalla quantità di energia solare (irraggiamento solare) e da fattori come la temperatura ambiente e l'orientamento dei pannelli. Per effettuare questo calcolo utilizziamo un'unità di misura nota come "Peak Sun Hours".

Il "Peak Sun Hours" è definito come il numero di ore "equivalenti" (cioè ideali) di irraggiamento solare disponibili. Questo numero di solito è molto inferiore al numero "effettivo" di ore di luce solare.

In teoria, un modulo da 75 W dovrebbe produrre una certa quantità di Wh in un giorno ($75 \text{ W} \times \text{ore di luce della giornata}$). Per esempio, a metà giugno in provincia di Chieti si hanno 15 ore effettive di luce. Potremmo aspettarci di ottenere, per un modulo FV da 75 W : $75 \text{ W} \times 15 \text{ ore} = 1,125 \text{ Wh}$ al giorno.

In pratica, tuttavia, un modulo fotovoltaico da 75 W produrrà solo $75 \text{ W} \times \text{ore equivalenti di insolazione}$. A metà giugno in provincia di Chieti si hanno 8,7 ore $\times 75 \text{ W} = 652,5 \text{ Wh}$.

Possiamo prevedere ulteriori perdite dovute a diversi fattori come l'ombreggiamento, l'efficienza dell'inverter (convertitore di energia continua in energia alternata) e l'efficienza della batteria (per un impianto off-grid).

Per queste ragioni quando progettiamo un sistema FV abbiamo bisogno di conoscere il numero di "peak sun hours" relative al sito d'installazione, e per un particolare periodo dell'anno. Per far questo ci serviamo delle cosiddette "mappe di irraggiamento solare".

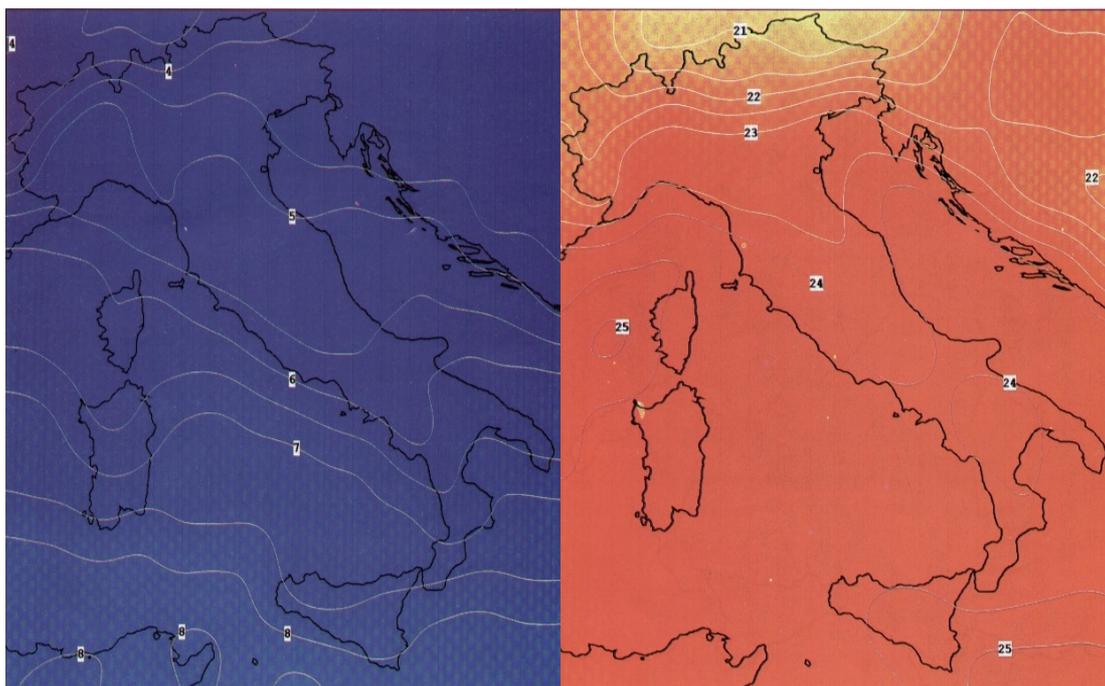


Figura 5.4 : Mappe della radiazione giornaliera media mensile (MJ/m^2 giorno):
dicembre a sinistra; giugno a destra
Fonte : "Atlante solare" ENEA

La Figura 5.4 mostra le "mappe di irraggiamento solare" dell'Italia nei periodi invernale ed estivo. La mappa sulla sinistra si riferisce al mese di dicembre (inverno) e quella sulla destra a giugno (estate). Basandoci su queste mappe, possiamo calcolare quanti kWh il nostro modulo da 75 W produrrà in una giornata in pieno inverno e in piena estate.

Possiamo calcolare il numero di kWh stabilendo per prima cosa il "numero di ore equivalenti di insolazione" della particolare collocazione che ci interessa. Ad esempio per Chieti, in inverno, consultando la mappa sulla sinistra possiamo stimare un valore di 2,7 ore di "ore equivalenti". In estate, sempre per Chieti, possiamo consultare la mappa sulla destra e stimare un valore di 8,7. In una giornata invernale a Chieti il modulo fotovoltaico da 75 W produrrà: $75 \text{ W} \times \text{ore equivalenti di insolazione} = 75 \text{ W} \times 2,7 = 202,5 \text{ Wh}$ (o 0,202 kWh).

In una giornata estiva a Chieti il modulo fotovoltaico da 75 W produrrà: $75 \text{ W} \times \text{ore equivalenti di insolazione} = 75 \text{ W} \times 8,7 = 652,5 \text{ Wh}$ (o 0,652 kWh).

Risulta evidente quindi che c'è una grande variazione stagionale nella produzione di energia. Questo effetto è più marcato nelle latitudini più alte. Questa è una variabile fondamentale di cui tener conto quando si progetta un impianto FV.

Per i sistemi "grid-connected", in caso di energia generata insufficiente il gap viene colmato prelevando l'energia necessaria direttamente dal distributore locale.

Per i sistemi "off-grid" è necessario predisporre una fonte di energia complementare prodotta da una turbina eolica, un generatore diesel (o biodiesel), ecc.

Se non si prevede questa possibilità per i sistemi "off-grid" l'accumulatore (di solito batterie) deve tener conto della scarsa produzione invernale.

Per calcolare la produzione di energia attesa annuale di un impianto FV è necessario utilizzare una mappa che ci indica le ore equivalenti di insolazione anno.

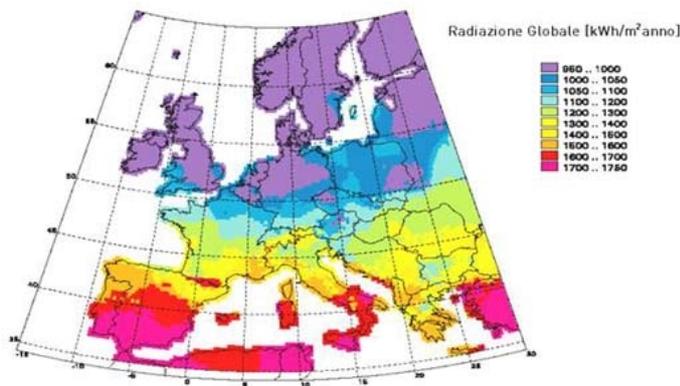


Figura 5.5 : Mappa di irraggiamento solare annuale

Riprendendo il nostro esempio di Chieti, analizzando l'immagine possiamo ottenere: ore equivalenti di insolazione annuali = 1.380.

Possiamo usare questo risultato per determinare i kWh totali che il nostro pannello da 75 W produrrà in un anno. Il calcolo è semplice:

$$75 \text{ W} \times \text{ore equivalenti di insolazione anno} = 75 \text{ W} \times 1.380 = 103.500 \text{ Wh (o } 103,5 \text{ kWh) anno.}$$

Problema :

Se il sistema fotovoltaico in Figura 5.1 formato da 18 pannelli da 75 W è installato a Chieti con una inclinazione di 33 gradi, si calcoli:

- I. la potenza dell'impianto
- II. l'energia prodotta in:
 - (a) una tipica giornata invernale (E1)
 - (b) una tipica giornata d'estate (E2)
- III. l'energia prodotta in un anno E_t
- IV. il costo totale del sistema C_t , se ogni pannello costa € 400

Risposta :

- I. ci sono 18 pannelli da 75 W; la potenza (P) in kW è perciò: $P = 75 \times 18 = 1,35 \text{ kW}$
- II. produzione giornaliera invernale (2,7 ore equivalenti x P) :
 - (a) $E1 = 2,7 \times 1,35 \text{ kW} = 3,645 \text{ kWh}$
 - produzione giornaliera estiva (8,7 ore equivalenti x P) :
 - (b) $E2 = 8,7 \times 1,35 \text{ kW} = 11,745 \text{ kWh}$
- III. $E_t = P \times \text{ore equivalenti (h) di insolazione anno} = 1,35 \text{ kW} \times 1.380 \text{ h} = 1.863 \text{ kWh/anno}$
- IV. $C_t = € 400 \times 18 \text{ pannelli} = 7.200 €$

5.7 Considerazioni sul posizionamento

È determinante decidere la collocazione più corretta di un impianto fotovoltaico. Il grafico successivo illustra questo processo. In teoria, sarebbe corretto che i pannelli FV seguissero la traiettoria che il sole compie quotidianamente dall'alba al tramonto (noto come "azimut solare"). Dovrebbe anche seguire la parabola stagionale del sole con variazioni da Nord a Sud (noto come "declinazione solare"). Seguire la traiettoria solare è possibile grazie ad una tecnologia nota come *pannelli ad asse doppio*.

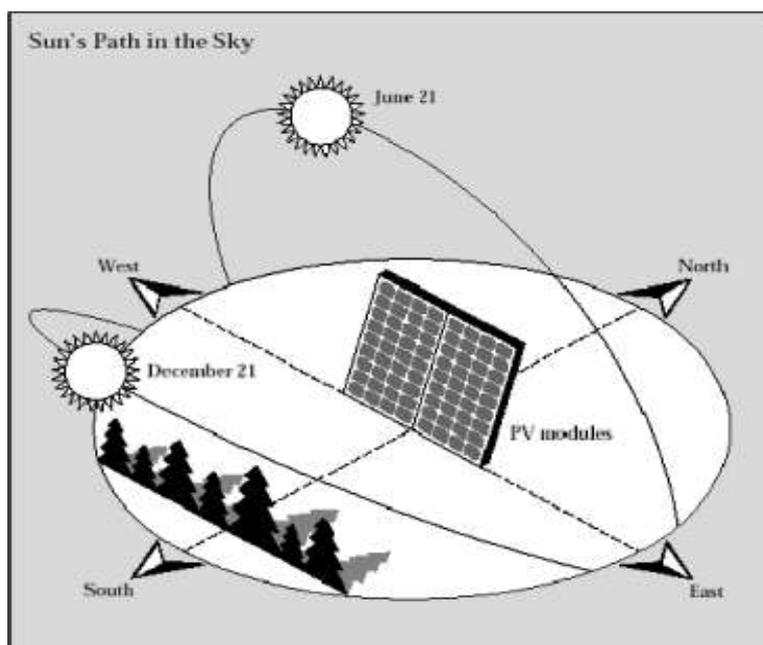


Figura 5.6 : Orientamento del sole

Fonte : NREL, 1997 *Photovoltaics: Basic Design Principles and Components*

Gli impianti fotovoltaici più comuni sono montati con un sistema fisso. Questo significa che sono ancorati in modo permanente ad un particolare orientamento (di solito rivolti a Sud) e ad una particolare inclinazione (angolo di “tilt”). In questo tipo di configurazione i pannelli sono montati sul tetto di una casa o di un edificio più grande, ma possono essere montati anche su una struttura apposita separata dall’edificio.

La migliore inclinazione dei pannelli è basata generalmente su una regola empirica approssimativa: **angolo di inclinazione = grado di latitudine**⁶. Così, se ad esempio si volesse posizionare una serie di pannelli fotovoltaici su un’abitazione a Chieti, questi dovrebbero essere collocati con orientamento a Sud e con una inclinazione di 42° rispetto al piano orizzontale, dato che Chieti è localizzata ad una latitudine di 42° Nord. Alcuni impianti fotovoltaici lasciano spazio anche ad un angolo di inclinazione variabile, per adattarli appunto alle variazioni stagionali del movimento del sole. I benefici di questo adattamento sono intuitivamente ovvi se si osserva la Figura 5.6.

Un’altra considerazione da fare quando si installano impianti fotovoltaici riguarda il problema dell’ombreggiatura dei moduli. Se osserviamo la Figura 5.1 ci accorgiamo che sopra l’impianto FV c’è un’ombra proiettata dal camino. Allo stesso tempo capita spesso che un impianto FV possa essere ombreggiato da alberi a certe ore del giorno ed in certi periodi dell’anno. In teoria, i progettisti dovrebbero minimizzare l’ombreggiatura scegliendo in maniera scrupolosa la disposizione dei pannelli. L’ombreggiamento può seriamente diminuire il rendimento di un impianto FV e può perfino danneggiare alcune tecnologie fotovoltaiche.

Una considerazione finale sul posizionamento riguarda il contesto particolare dell’installazione. Un sistema off-grid grazie ad un accurato posizionamento riesce generalmente ad ottimizzare la produzione di energia. Dall’altra parte un sistema grid-connected può essere più versatile.

⁶ L’angolo di inclinazione ottimale è più complesso di questo, e calcolarlo richiede una conoscenza specialistica.

5.8 Il Fotovoltaico in Italia (potenziale, potenza installata e politiche)

In Italia, che offre condizioni climatiche estremamente favorevoli per lo sviluppo dell'uso delle tecnologie fotovoltaiche, il contributo normativo più significativo in questa direzione è venuto dal nuovo "Conto Energia" (D.M. 19 febbraio 2007).

I "numeri" del "Conto Energia" sono stati ampiamente pubblicizzati e abbondantemente commentati, in alcuni casi dimenticando però che essi non rappresentano impianti fotovoltaici realizzati ma semplici "prenotazioni" o "propositi" di realizzare gli impianti stessi. È allora interessante guardare con attenzione agli ultimi dati del GSE (Tabella 5.7) sugli impianti realmente realizzati o in via di realizzazione:

- dei 7.200 impianti ammessi per la classe 1 - 20 kW, hanno dato inizio ai lavori ben il 52% del totale, hanno finito i lavori il 13% e sono entrati in esercizio il 7%;
- dei 5.100 impianti ammessi per la classe 20 - 50 kW hanno dato inizio ai lavori solo il 3% del totale, hanno finito i lavori l'1% e sono entrati in esercizio l'1%;
- dei 152 impianti ammessi per la classe 50 - 1.000 kW hanno dato inizio ai lavori il 5% del totale, hanno finito i lavori il 2% e sono entrati in esercizio il 2%.

Numero comunicazioni ricevute dal GSE							
Classe di potenza	Domande Ammesse	INIZIO lavori		FINE lavori		Entrata in ESERCIZIO	
1 <= P <= 20	7.176	3.721	52%	937	13%	505	7%
20 < P <= 50	5.105	166	3%	51	1%	29	1%
50 < P <= 1000	152	8	5%	3	2%	3	2%
TOTALE	12.433	3.895	31%	991	8%	537	4%

Potenza (kW) relativa alle comunicazioni ricevute dal GSE							
Classe di potenza	Domande Ammesse	INIZIO lavori		FINE lavori		Entrata in ESERCIZIO	
1 <= P <= 20	51.386	25.354	49%	4.442	9%	2.306	4%
20 < P <= 50	237.206	6.636	3%	2.034	1%	1.076	0%
50 < P <= 1000	99.061	2.713	3%	278	0%	278	0%
TOTALE	387.653	34.703	9%	6.753	2%	3.660	1%

Tabella 5.7 : Numero comunicazioni e potenza relativa ricevute dal GSE - 2005/2006
Fonte : GSE

A prescindere dai tempi tecnici e burocratici, intrinsecamente più brevi per la realizzazione degli impianti più piccoli (da 1 a 20 kW), dai dati emergono certamente alcune interessanti novità che evidenziano un sorprendente ribaltamento nei rapporti fra le diverse classi di potenza degli impianti realmente realizzati (vedi Figura 5.8):

- Gli impianti fra 1 e 20 kW rappresentano il 73% degli impianti che hanno visto una concreta realizzazione, mentre rappresentavano solo il 13% della potenza ammessa.
- D'altro canto, il dato sugli impianti fra 20 e 50 kW, che rappresentano solo il 19% del totale, evidenzia quanto già supposto da più parti, ovvero la presenza di prenotazioni "fittizie" e in alcuni casi di fenomeni speculativi.
- Fenomeni di speculazione, legati questa volta alla gara per l'aggiudicazione delle tariffe, sono probabilmente la causa del dato per gli impianti fra 50 e 1.000 kW, che rappresentano solo l'8% del totale: molti soggetti hanno presentato offerte differenziate, salvo poi rinunciare alle offerte aggiudicate alle tariffe più basse, con conseguente allungamento fisiologico dei tempi per lo scorrimento della graduatoria. A valle delle continue rinunce, i primi impianti realizzati stanno comunque vedendo la luce con tariffe di riferimento a partire da 0,34 €/kWh.

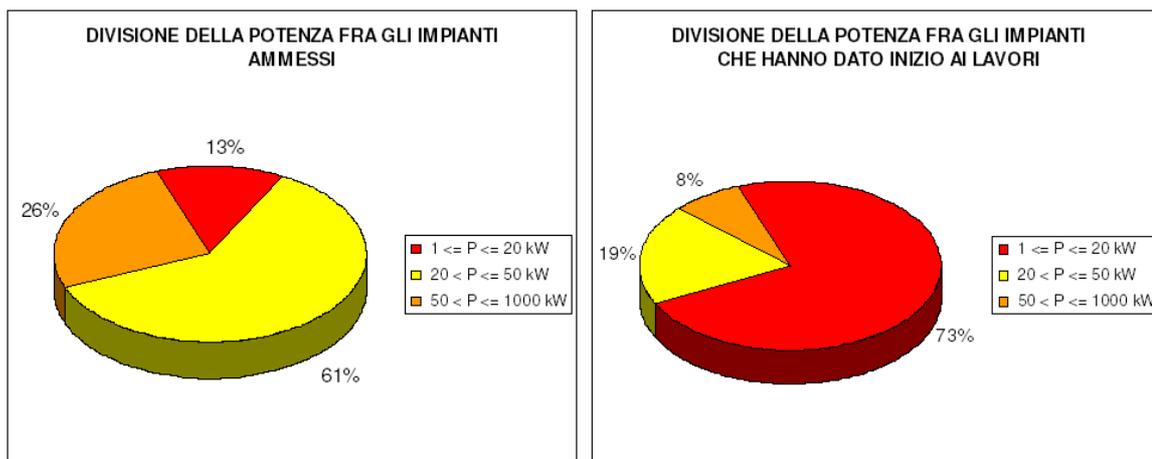
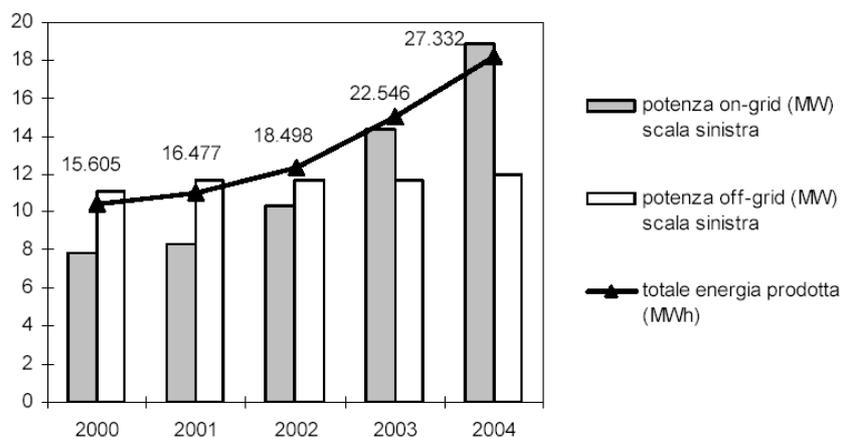


Figura 5.8 : Impianti ammessi a finanziamento e in fase realizzativa
Fonte : GSE

La Figura 5.9 mostra l'andamento delle potenze installate per tipologia di impianto (*on-grid* e *off-grid*) e dell'energia prodotta complessivamente in Italia negli ultimi cinque anni. Gli impianti *off-grid* si sono attestati dalla fine degli anni '90 su una potenza totale inferiore a 12 MW; la ripresa degli impianti *on-grid*, avviata tra il 2001 e il 2002, è stata sostenuta con le incentivazioni previste dal programma "Tetti fotovoltaici" del Ministero per l'Ambiente mentre la conclusione di tale programma e l'attesa di un nuovo meccanismo di sostegno annunciato a valle del D.Lgs. 387/2003, ha determinato una nuova fase di stallo dal 2003 al 2005 relegando l'Italia tra i Paesi dell'Unione Europea con minore contributo dell'energia fotovoltaica alla produzione elettrica. Fase ormai superata grazie all'introduzione del sistema incentivante "Conto Energia".



Fonte: ENEA

Figura 5.9 : Impianti fotovoltaici: potenza installata ed energia prodotta. Italia 2000-2004

Il principale programma di incentivazione italiano è il **CONTO ENERGIA**: per tutti gli impianti di potenza compresa tra 1 e 1.000 kW, l'incentivazione ha una durata ventennale e si applica sull'energia prodotta da un impianto connesso alla rete elettrica (D.M. 19 febbraio 2007 che aggiorna quello del 6 Febbraio 2006).

A questi incentivi si possono sommare alcune opzioni:

- vendere l'energia prodotta al gestore della rete ad un prezzo fissato o venderla sul mercato libero;

- per impianti di potenza non superiore ai 20kW connessi alla rete elettrica, si può scegliere di applicare lo scambio sul posto (scambio di energia con la rete elettrica) tra l'energia elettrica immessa in rete e quella prelevata dalla rete;
- aliquota IVA al 10%;
- recupero IRPEF del 41% per le persone fisiche (privati), parzialmente cumulabile col conto energia;
- possibilità di integrare il conto energia con incentivi in conto capitale che non superino il 20% del costo dell'investimento.

Le risorse sono recuperate tramite la componente A3 della tariffa elettrica.

Le incentivazioni sul fotovoltaico non sono sommabili a Certificati Verdi o certificati di efficienza energetica, e sono inoltre escluse nel caso in cui si sia percepita un'incentivazione in conto capitale superiore al 20% nell'ambito del precedente programma di incentivazione "10.000 tetti fotovoltaici".

Ulteriori fonti di informazione

Società sull'Energia Solare :

- Irish Solar Energy Association ISEA (Eddie Brennan, prsolare@hotmail.com)
- British Photovoltaic Association - www.pv-uk.org.uk
- International Solar Energy Society - www.ises.org

Ditte in Irlanda che supportano il FV :

- Per un elenco di ditte vedi: www.sustainable.ie/directory/index.php

Ditte internazionali che supportano il FV :

1) Produttori di Fotovoltaico

- Siemens (Germany) - www.siemens.com
- Kyocera (Japan) - www.kyocerasolar.com
- BP (British) - www.bpsolar.com
- Shell - www.shell.com/solar
- Unisolar - www.shell.com/solar
- Evergreen (USA) - www.evergreensolar.com

2) FV integrato alla costruzione

- www.solarcentury.co.uk

3) Pannelli solari (a doppio asse)

- www.zomeworks.com
- www.wattsun.com

4) Fonti straniere

- Sito tedesco - www.solarserver.de/index-e.html
- Sito olandese - www.mysolar.com
- Rivista Homepower - homepower.com

Riferimenti

Komp, R. J. 2001 - *Practical Photovoltaics: Electricity from Solar Cells*, 3rd Edition, revised, aatec publications, Ann Arbor, Michigan.

Evergreensolar 2005 - *Roof Mounted Photovoltaics* in : www.evergreensolar.com/applications/index.html.

GreenDragonEnergy, 2005 *Annual Solar Insolation Map*, Course Materials compilato da Frank Jackson in : www.greendragonenergy.co.uk

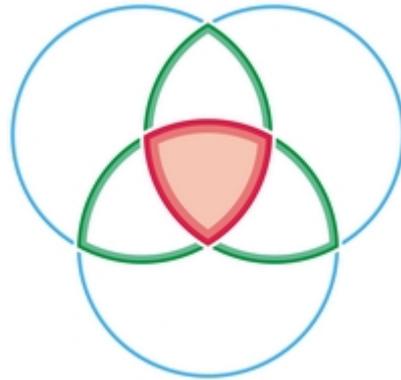
GreenDragonEnergy, 2005 *Solar Insolation Maps: Mid December, Mid June*, Course Materials compilato da Frank Jackson in : www.greendragonenergy.co.uk

NREL, 1997 *Photovoltaics: Basic Design Principles and Components*, in : www.nrel.gov (documento commissionato da U.S. Department of Energy, e scritto da NREL National Renewable Energy Laboratory).

Roberts, S 1991 - *Solar Electricity: A Practical Guide to Designing and Installing Small Photovoltaic Systems*, Prentice Hall.

Shell Solar Product Information Sheet (Shell SQ75 Photovoltaic Solar Module) in :
www.sunwize.com/info_center/pdfs/shell_SQ75.pdf.

Solar Energy International, 2004 - *Photovoltaic: Design and Installation Manual*, New Society Publishers.



Capitolo

6

ENERGIA SOLARE TERMICA

Eugene Kelly, Tipperary Institute

6. ENERGIA SOLARE TERMICA

6.1 Obiettivi

- Familiarizzare con la risorsa: “energia solare”
- Comprendere come viene quantificato l’isolamento
- Essere capaci di calcolare l’u-valore per una data combinazione di strati di materiale
- Comprendere il concetto di Casa Passiva⁷
- Familiarizzare con i diversi tipi di collettori solari termici
- Acquisire consapevolezza circa la diffusione del solare termico nell’UE
- Comprendere le varie caratteristiche delle tecnologie fotovoltaiche
- Avere una buona conoscenza circa il posizionamento e l’orientamento dei pannelli fotovoltaici
- Acquisire la capacità di calcolare la produzione di energia e il costo approssimativo di uno specifico sistema fotovoltaico
- Formarsi un buon scenario del potenziale e della politica del fotovoltaico in ITALIA

6.2 Introduzione all’Energia Solare

È ovvio che con il termine energia solare ci riferiamo a un’energia la cui fonte è il Sole. Quello che non è così ovvio è il modo in cui si manifesta questa energia. Con le eccezioni dell’energia nucleare, dell’influenza lunare sulle maree e dell’energia geotermica (energia si origina dal calore dal centro della Terra), il sole è responsabile di tutte le altre forme di energia. È direttamente responsabile per la produzione di Energia Solare: Termica (ST) e Fotovoltaica (FV); direttamente e indirettamente responsabile dell’energia geotermica e indirettamente responsabile dell’energia originata dal vento, dall’acqua, dalla biomassa, dalle correnti oceaniche e persino dai combustibili fossili. Lo scopo di questo capitolo è concentrarsi sulle applicazioni dell’Energia solare termica.

6.3 Energia Solare applicata alla produzione di calore

Il calore che si sprigiona dall’Energia Solare (vedi Figura 6.1) può essere “catturato” da:

- Sezione 1 - Case Passive
- Sezione 2 - Pannelli solari per il riscaldamento dell’acqua calda sanitaria (acs) e per il riscaldamento dell’aria.

⁷ La Casa Passiva (*passivhaus* secondo il termine originale di lingua tedesca, *passive house* in lingua inglese) è un’abitazione che assicura il benessere termico senza alcun impianto di riscaldamento "convenzionale", ossia caldaia e termosifoni o sistemi analoghi. La casa è detta *passiva* perché la somma degli apporti passivi di calore dell’irraggiamento solare trasmessi dalle finestre e il calore generato internamente all’edificio da elettrodomestici e dagli occupanti stessi sono quasi sufficienti a compensare le perdite dell’involucro durante la stagione fredda.

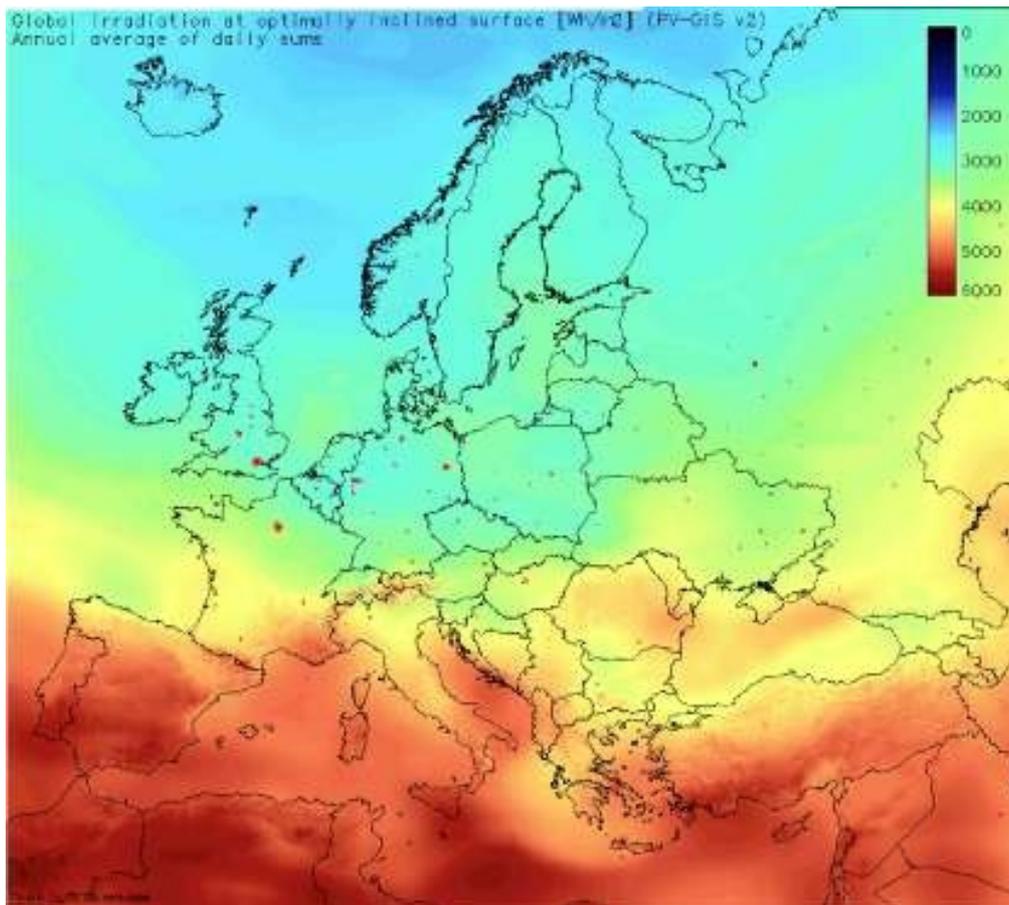


Figura 6.1 : Energia solare annua disponibile (Wh/m²)
Fonte : <http://re.jrc.ec.europa.eu>

6.3.1 Sezione 1: Case Passive

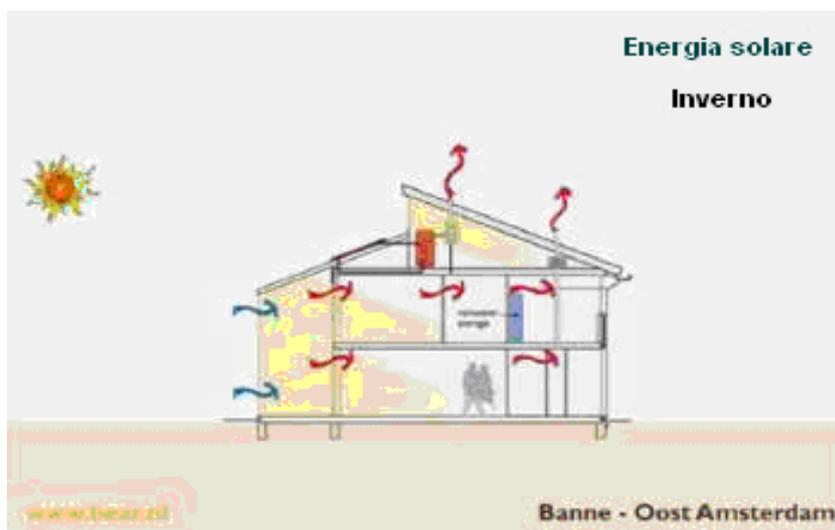


Figura 6.2 : Schema di una Passive Solar House
Fonte : BEAR Architecten - © Tjerk Reijenga, 2006

Per i nostri obiettivi ci concentreremo sull'applicazione alla progettazione delle abitazioni residenziali ma, con appropriati adattamenti, gli stessi principi possono essere applicati a un'ampia varietà di tipi di costruzioni. L'idea di base è quella che progettando le abitazioni secondo certi principi e realizzando l'interno di un'abitazione seguendo un particolare standard si può beneficiare in modo consistente dell'Energia Solare.

In particolare, se si seguono dei principi appropriati per l'orientamento nella fase di progettazione e se si costruisce rispettando un alto standard termico, l'abitazione può essere conforme a una *Passive Solar House* o solamente ad una *Passive House*. Non esiste alcuna definizione assoluta sul significato di *Passive House* ma in generale il termine si riferisce ad abitazioni che ottengono direttamente dal sole una significativa quota del loro riscaldamento. Il "*PassivHaus Institute*" di Darmstadt, Germania, sta promuovendo una definizione quantitativa che sta ottenendo consensi.

Le condizioni principali affinché un'abitazione soddisfi i **criteri del "*PassivHaus Institute*"**, ed essere denominata *Passive House*, sono:

- Fabbisogno di energia termica : $\leq 15 \text{ kWh/m}^2/\text{anno}$
- Fabbisogno totale di energia : $\leq 42 \text{ kWh/m}^2/\text{anno}$
- Potenza dell'impianto termico : $\leq 10 \text{ W/m}^2$
- Ventilazione : $\leq 0,6 \text{ ca/h}$ (ricambio di aria l'ora con *pressione di lavoro* pari a 50 Pascal sopra o sotto la pressione atmosferica).

Il termine "fabbisogno di energia termica" si riferisce all'ammontare totale di energia termica che il sistema di riscaldamento deve fornire all'abitazione durante un definito periodo.

Il termine "fabbisogno totale di energia" si riferisce a tutta l'energia (compresa l'energia termica) che deve essere fornita all'abitazione sotto forma di energia elettrica per gli elettrodomestici, per gli impianti di illuminazione, per i sistemi di ventilazione e per i sistemi a pompe di calore.

Il termine "Potenza dell'impianto termico" si riferisce alla quantità di potenza termica che deve essere fornita in un determinato istante per soddisfare i requisiti di riscaldamento ottimale dell'abitazione; è importante nella fase del dimensionamento il sistema di riscaldamento supplementare.

In prospettiva, il consumo di energia per il riscaldamento nelle abitazioni europee non di nuova costruzione è dell'ordine di $180 \text{ kWh/m}^2/\text{anno}$; mentre le abitazioni a basso consumo energetico hanno bisogno approssimativamente di una quantità di energia termica tra i 40 e $75 \text{ kWh/m}^2/\text{anno}$. È importante notare che queste *Passive House*, che non sono "*Zero Energy Houses*"⁸, richiedono il contributo di una certa quantità di calore per integrare la componente passiva pari solamente a circa il 10% rispetto a al fabbisogno energetico di una abitazione convenzionale.

La ragione per cui non si tende a rendere tali abitazioni "*Zero Energy Houses*" è che i benefici economici di questa tipologia non risultano molto attraenti.

È opportuno ricordare che quanto si è affermato per il riscaldamento è valido anche per il raffreddamento.

Questo approccio può essere seguito dovunque in Europa ma la progettazione deve essere adattata alle condizioni climatiche locali.

⁸ La "*Zero Energy House*" è un organismo edilizio autosufficiente che punta a coesistere in equilibrio con l'ecosistema che lo circonda. Perché vi sia equilibrio è necessario che i flussi energetici scambiati con l'ambiente diano un risultato netto pari a zero.

1. U-valore

Esistono alcuni parametri prestabiliti per una Passive House espressi in termine di “u-valore” e questo paragrafo ne spiega i concetti fondamentali. Per fare di un’abitazione una Passive House sono richiesti alti livelli di isolamento. Questo è vero per tutti i regimi climatici europei in quanto l’isolamento favorisce il riscaldamento in caso di clima freddo e il raffrescamento nella stagioni calde.

La capacità di isolamento in qualsiasi contesto è misurata attraverso il suo **u-valore**. L’u-valore è misurato in $W/m^2 \text{ } ^\circ C$ ed indica la quantità di energia termica che si trasmette attraverso un metro quadrato di materiale quando c’è una differenza di un $1 \text{ } ^\circ C$ di temperatura tra le due facce dello stesso. Poiché l’u-valore esprime quindi la “facilità” con cui il calore passa attraverso un materiale (sia esso singolo che composto di più materiali), quanto più basso è il suo valore numerico tanto più favorevole risulta la capacità isolante del/materiale/i in esame.

Al fine di comparare la conducibilità termica dei diversi materiali occorre riferire l’u-valore ad una spessore standard del materiale. Tale valore unitario di riferimento calcolato rispetto ad uno spessore di 1 metro e ad una differenza di temperatura fra le due facce di $1 \text{ } ^\circ C$ è definito **valore lambda** ed è indicata con la lettera dell’alfabeto greco λ .

Pertanto, per ottenere l’u-valore riferito a un particolare spessore del materiale che stiamo utilizzando dobbiamo adottare la seguente formula:

$$u = \lambda \text{ valore del materiale /spessore del materiale (espresso in metri).}$$

2. R-valore

Al contrario dell’u-valore, l’R-valore esprime la resistenza che un determinato materiale oppone al passaggio di calore attraverso di esso. A volte l’R-valore è calcolato attraverso il semplice rapporto inverso $R=1/u$.⁹

Materiale	W/m°C	Materiale	W/m°C
Calcere	1,53	Sughero	0,043
Cemento	1,44	Vetroresina	0,04
Mattone	1,15 - 1,47	Canapa/lino/lana	0,037 - 0,039
Carton gesso	0,18	Cellulosa	0,035 - 0,036
OSB/Compensato	0,13	Polistirene espanso	0,033
Legno	0,14 - 0,16	Polistirene estruso	0,027
Balle di fieno (asciutte)	0,09	Resina fenolica	0,03
Lastra di lana di legno	0,082	Poliuretano/Polyiso	0,023

Tabella 6.3 : Valori λ per le abitazioni comuni e i materiali isolanti (i valori esatti dipendono da fattori di produzione ed installazione)

Esempi di calcolo

ESEMPIO 1

Calcolare l’u-valore ottenuto attraverso l’uso di 140mm di lana.

⁹ Questa dicitura è comune negli Stati Uniti ma il suo uso nel nostro caso è complicato dal fatto che negli Stati Uniti non si usa il sistema metrico decimale. Per convertire un R-valore statunitense in un R-valore misurato in metri è sufficiente moltiplicare una unità USA per un fattore di 0,1761. In questo modo un USA R-valore di 40 corrisponde ad un R-valore di 7, il quale a sua volta equivale a un u-valore di 0,14.

Dalla Tabella 6.1 consideriamo un valore λ (lana) di $0,038 \text{ W/m}^\circ\text{C}$. Lo spessore di 140mm (equivalente a $0,14\text{m}$).

$$u = (\lambda \text{ lana} / \text{spessore in metri}) = 0,038 / 0,14 \text{ W/m}^\circ\text{C} = 0,27 \text{ W/m}^\circ\text{C}$$

Mentre i materiali presi singolarmente hanno un loro u-valore caratteristico, generalmente si ha a che fare con combinazioni di materiali come nel caso di un muro o di un tetto di un'abitazione. Questa combinazione di materiali avrà particolari proprietà isolanti e uno specifico spessore. L'u-valore per una combinazione di strati di differenti materiali è calcolato attraverso la somma degli R-valori di ogni singolo strato per ottenere l'R-valore totale e, infine, invertendo quest'ultimo, l'u-valore generale.

ESEMPIO 2

L'u-valore per uno strato di 12mm di cartongesso seguito da 140mm di lana isolante seguito da uno strato di 12mm di compensato è calcolato di seguito.

Convenzioni adottate nei calcoli:

$$R_1 = 1/u_1 = \text{R-valore del cartongesso}$$

$$R_2 = 1/u_2 = \text{R-valore della lana}$$

$$R_3 = 1/u_3 = \text{R-valore del compensato}$$

Calcoli (usando i valori riportati nella Tabella 1)

$$u_1 = 0,18 / 0,012 = 15 \text{ W/m}^\circ\text{C}$$

$$u_2 = 0,27 \text{ W/m}^\circ\text{C} \text{ (dai calcoli precedenti)}$$

$$u_3 = 0,13 / 0,012 = 10,8 \text{ W/m}^\circ\text{C}$$

$$R_1 = 1/15 = 0,07 \text{ m}^\circ\text{C/W} \quad R_2 = 1/0,27 = 3,7 \text{ m}^\circ\text{C/W} \quad R_3 = 1/10,8 = 0,09 \text{ m}^\circ\text{C/W}$$

$$R = R_1 + R_2 + R_3 = (0,07 + 3,7 + 0,09) \text{ m}^\circ\text{C/W} = 3,86 \text{ m}^\circ\text{C/W}$$

$$u = 1/R = 1/3,86 \text{ W/m}^\circ\text{C} = 0,26 \text{ W/m}^\circ\text{C}$$

3. Linee guida di progettazione delle Passive House

L'approccio di base è, ove possibile, quello di orientare l'abitazione verso Sud, evitando un ombreggiamento complessivo eccessivo durante le stagioni calde, scegliendo un grado molto alto di isolamento per l'intero involucro e sigillando l'abitazione il più possibile per prevenire le infiltrazioni di aria durante le stagioni fredde.

a) Facciata Sud

Il lato di dimensioni più grandi dell'abitazione dovrebbe essere orientato a Sud. Una deviazione di 20° da Sud provocherebbe una riduzione del vantaggio solare del 5%. L'abitazione non dovrebbe essere ombreggiata a Sud durante la stagione calda specialmente durante il periodo di maggiore calore. Il vantaggio derivante dai raggi solari in una Passive House può contribuire approssimativamente al 30% del fabbisogno di riscaldamento.

b) Concentrare le finestre sul lato Sud

Minimizzare la presenza delle finestre sugli altri lati, specialmente al lato nord (il numero delle vetrate sulla parete a Sud dovrebbe essere di circa il 23% della superficie dell'ambiente che deve essere riscaldato). È necessario un ombreggiamento adeguato per evitare il surriscaldamento durante la stagione calda.

c) Superfici delimitanti della costruzione (muri esterni, pavimento, tetto) con u-valore $\leq 0,15 \text{ W/m}^2 \text{ }^\circ\text{C}$

Questo alto livello di isolamento è essenziale per ridurre le dispersioni di calore ad un livello accettabile. Un'abitazione con una forma semplice e compatta aiuta a ridurre le superfici delimitanti e riduce la quantità di ponti termici (questo accade quando, ad esempio, una parete isolata ha elementi strutturali che riducono l'isolamento come nel caso delle intelaiature in un'abitazione costruita con pannelli di legno).

d) *Le finestre dovrebbero avere un u-valore¹⁰ $\leq 0,8 \text{ W/m}^2\text{C}$ e un g-valore¹¹ ≥ 0.5*

e) *Inserire un'adeguata massa termica all'interno dello spazio abitativo*

Per evitare di dissipare calore e evitare eccessive escursioni termiche. (La massa termica è qualcosa che ha la capacità di assorbire e immagazzinare una significativa quantità di calore ed è generalmente in muratura (calcestruzzo, pietra, creta) o acqua).

f) *La copertura dell'edificio dovrebbe avere un alto grado di ermeticità*

Per evitare infiltrazioni eccessive di aria, essa dovrebbe consentire approssimativamente 0,6 cambi d'aria per ora.

g) *Usare un sistema di ventilazione a recupero forzato*

Questi sistemi utilizzano il calore proveniente dall'aria in uscita per scaldare l'aria in entrata.

h) *Usare apparecchi a efficienza energetica (Classe A) e lampade a risparmio energetico (lampade a fluorescenza compatta o a diodi)*

Quanto indicato nei passaggi precedenti può essere implementato attraverso l'introduzione di tecnologie alimentate da fonti energetiche rinnovabili (es. tecnologia solare termica per la produzione di acs). Quanto previsto nella definizione dell'u-valore può essere lievemente disatteso in situazioni climatiche che presentano inverni meno severi.

4. Fattibilità finanziaria

Il progetto CEPHEUS (Cost Efficient Passive Houses as European Standards) prevede uno studio sulla performance di varie Passive Houses costruite in Germania, Austria, Svizzera, Francia e Svezia. La maggioranza di questi edifici erano unità abitative all'interno di condomini multifamiliari (si dovrebbe tenere in considerazione che il termine Passive Houses è utilizzato anche in riferimento ad unità non residenziali come per esempio gli uffici commerciali). Uno studio pubblicato nel 2003 (ECEEE 2003 Summer Study, Jurgen Schnieders) ha stabilito che, in media, gli investimenti extra per edificare secondo gli standard di una Passive House standard erano pari a circa l'8%.

I costi annuali di riscaldamento venivano ridotti con una media di circa l'84% sulle nuove costruzioni rispetto agli edifici costruiti con gli standard esistenti.

È stato fatto un calcolo che ha messo in comparazione i costi extra sostenuti per realizzare una Passive House investiti al 4% annuo, in 25 anni, con i benefici economici ottenuti dai kWh risparmiati. Questo calcolo comparativo ha fornito un valore di 0,62 €/kWh che ha permesso di fare un confronto diretto con i costi energetici finali.

Così, si stima che se il costo per comprare un kWh termico è maggiore di 0,62 € l'operazione risulta economicamente vantaggiosa. Va considerato, in prospettiva, che il prezzo corrente risparmiato per un kWh elettrico è generalmente superiore a 0,14 € e tende ad aumentare.

Infatti si prevede, rispetto al ciclo di vita di un'abitazione, un aumento considerevole dei prezzi dell'energia, con maggiorazioni percentuali attese a doppie cifre entro breve termine e, come ha sperimentato l'Irlanda, con un aumento del 20% del prezzo nel 2006.

¹⁰ L'u-valore per una finestra deve essere calcolato per l'intero assemblaggio di vetro ed elementi di cornice.

¹¹ Il g-valore (il coefficiente di irraggiamento o SHGC - Solar Heat Gain Coefficient - è la frazione di radiazione solare filtrata da una finestra. Pertanto una finestra che abbia un g-valore di 0,6 lascerà passare il 60% dell'energia del sole)

L'aumento degli standard di isolamento che la regolamentazione sui nuovi edifici richiede in Europa sta a indicare che il costo differenziale è diminuito nel percorrere la strada delle Passive Houses.

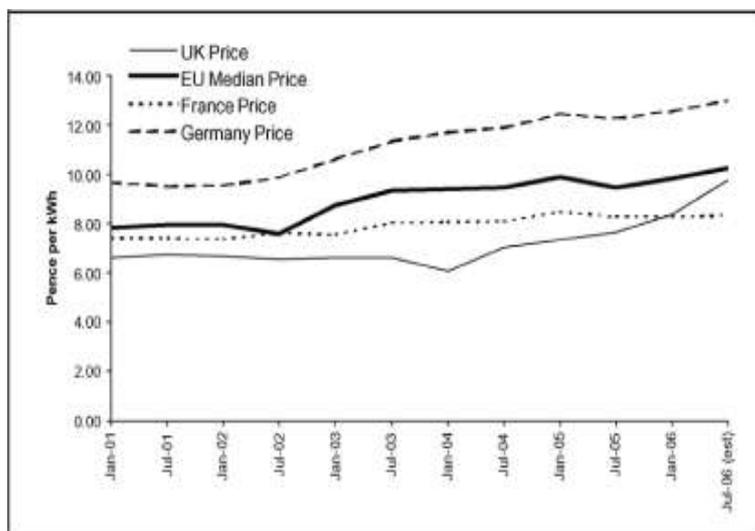


Figura 6.4 : Trend dei costi dell'energia in Europa
Fonte : *Energia & l'Ambiente, UK DTI, Luglio 2005*

6.3.2 Sezione 2 : Solare Termico per il riscaldamento dell'acqua

I collettori solari sono apparecchiature progettate per utilizzare il calore fornito dalla radiazione solare per riscaldare l'acqua. Questa acqua è generalmente acqua calda finalizzata a usi domestici, ma può essere usata anche per altri scopi come per il riscaldamento delle piscine e per le lavanderie. Diversamente dall'elettricità e dal riscaldamento degli ambienti, per i quali i nostri consumi sono più alti in inverno, utilizziamo generalmente più acqua calda in estate, così questo genere di utilizzo si concilia bene con il solare termico.

Il tipo più comune di collettore solare è il pannello piano¹² che può essere vetrato o scoperto. I pannelli vetrati possono anche utilizzare la tecnologia sottovuoto (tubi sottovuoto¹³) per minimizzare le perdite di calore. Generalmente sono utilizzati pannelli a vetro singolo ma sono disponibili prodotti a doppio vetro.

I pannelli non vetrati sono meno efficienti ma più economici e più robusti e spesso sono usati quando la temperatura ambiente è alta e la temperatura di esercizio è relativamente bassa, per questo motivo sono largamente utilizzati per il riscaldamento delle piscine.

I pannelli solari, quindi, possono essere suddivisi in alcune tipologie costruttive:

- piani, vetrati o non
- sottovuoto.

1. Collettori piani

I collettori piani sono costituiti da:

¹² Il collettore piano è il sistema più utilizzato per ottenere le basse temperature, cioè comprese fra i 50 °C e i 90 °C, che si ottengono facilmente facendo riscaldare al Sole superfici piane.

¹³ Il collettore sottovuoto è costituito da una serie di tubi in vetro borosilicato a doppia intercapedine, saldati all'estremità, al cui interno è provocato il vuoto.

- una lastra trasparente di vetro, che fa passare le radiazioni in arrivo e blocca quelle in uscita;
- un assorbitore di rame, che è un buon conduttore di calore e che consiste in un circuito a serpentina integrato con la lastra di vetro dove circola acqua o aria.

La modularità dei pannelli permette di connetterli in serie, collegando l'uscita di un pannello con l'ingresso del successivo e così via. Un foglio sottile di rame o alluminio è legato al tubo per massimizzare l'area scaldata dal sole. A questa lamiera o aletta è applicato un rivestimento speciale per massimizzare la sua assorbenza e, nel caso dei migliori rivestimenti, è possibile per minimizzare la dispersione termica in ambiente. Questi speciali rivestimenti si riferiscono a materiali selettivi che proprio per le loro caratteristiche assorbono più del 90% del calore della radiazione che ricevono e pertanto disperdono al di fuori solo una piccola quantità di calore. I rivestimenti usati per questo scopo includono il Cromo Nero, il Nichel Nero, l'Ossido di Alluminio e Ossinitruro di Titanio o TiNOX. Quest'ultimo è considerato il miglior rivestimento da usare sia per la sua capacità intrinseca di trattenere calore sia per le sue proprietà non impattanti sull'ambiente.

I collettori piani possono essere installati sul tetto in due modi. Un modo prevede che i pannelli vengano installati con tecniche di integrazione architettonica con la superficie del tetto e sono definiti "ROOF INTEGRATED". In questa maniera i pannelli sono meno visibili in quanto si trovano leggermente più in basso della superficie del tetto e possono essere facilmente scambiati per lucernai.

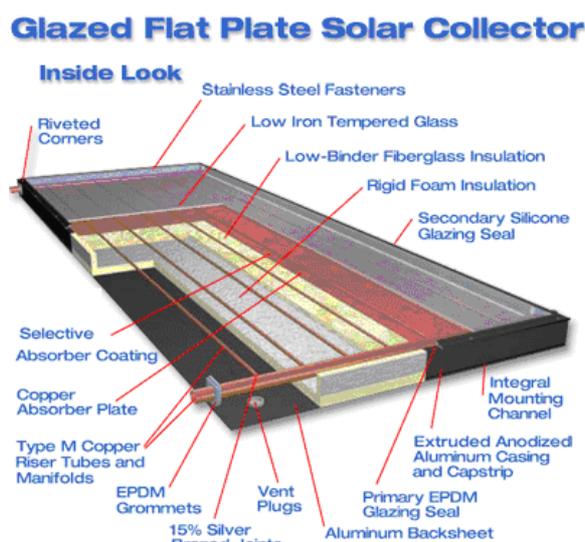


Figura 6.5 : Tipico collettore solare piano
Fonte : www.solardirect.com

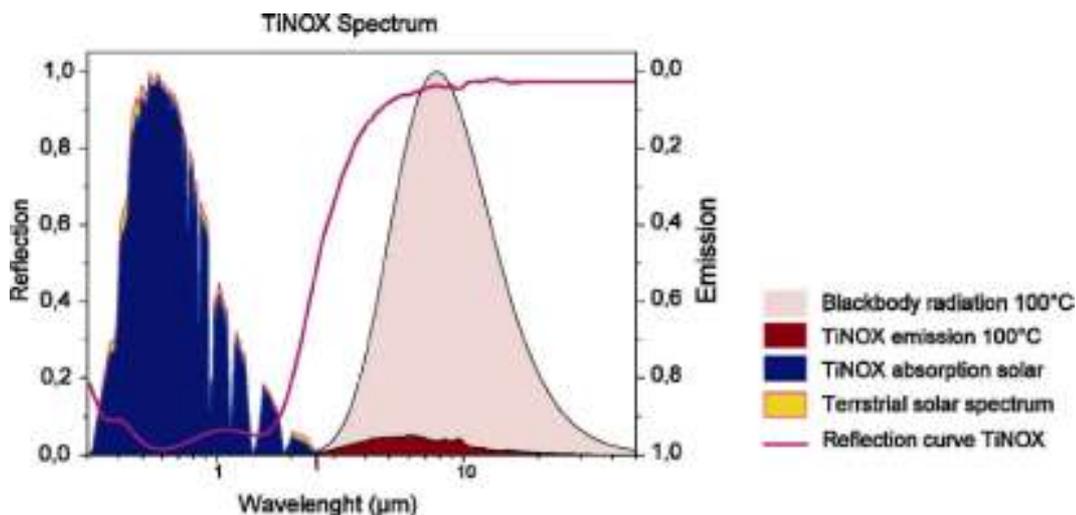


Figura 6.6 : Caratteristiche assorbenti del TiNOX
Fonte : www.tinox.com

2. Pannelli solari sottovuoto

Ci sono parecchi differenti metodi utilizzati per la costruzione di questa tipologia di prodotti, ma tutti hanno in comune l'uso di tubi di vetro sottovuoto per ridurre la dispersione di calore in ambiente sul retro del pannello; questi tubi sono disposti all'interno di una griglia che è collegata a un particolare tipo di testata generalmente utilizzata come collettore.



Figura 6.7 : (a) Tipico tubo collettore sottovuoto;
Fonte : www.navitron.com

(b) Dettaglio della struttura
Fonte : www.apricus-solar.com

3. Tubi collettori sottovuoto vetro-vetro

Con questo approccio un tubo di vetro a doppio strato, consistente in un tubo infilato dentro un altro tubo, viene utilizzato lo spazio che intercorre tra i due tubi per ottenere il sottovuoto. Questa è una configurazione molto duratura e il sigillo tra i due tubi è estremamente resistente.

4. Tubi collettori sottovuoto vetro-metallo

Questa tipologia utilizza un singolo tubo di vetro con un sigillo creato tra esso e l'assorbitore posizionato all'interno del tubo. Il sottovuoto si crea all'interno di questo tubo di vetro. Il sigillo vetro-metallo pone problemi tecnici dovuti a differenti percentuali di espansione del vetro e del metallo ed è un possibile punto critico.

5. Assorbimento del calore nei tubi sottovuoto

Lo stesso metodo base per l'assorbimento del calore utilizzato per i collettori a pannello piano è usato per i tubi sottovuoto; ovvero un assorbitore di metallo, generalmente rame, è ricoperto con rivestimenti selezionati. La principale differenza è che l'assorbitore è contenuto all'interno del sottovuoto e per questo rilascia all'ambiente pochissimo calore. Questa riduzione della perdita di calore significa anche che i tubi sottovuoto operano a temperature più alte dei collettori piani.

6. Il trasferimento di calore nei tubi sottovuoto

METODO "HEAT PIPE" ("Tubo di calore").

Con questo approccio un tubo di rame sigillato contenente un fluido (di solito un tipo di alcool) è collocato all'interno del tubo ed è collegato alla piastra assorbitrice. Il fluido nel tubo di calore evapora a circa 30°C; secondo la lunghezza, il tubo è inclinato con un angolo sufficientemente ampio, risale per convezione all'estremità superiore del tubo dove esso si allarga fino a formare una sorta di serbatoio. Questo serbatoio si trova nel collettore attraverso il quale il fluido, che trasmette il calore al serbatoio di accumulo, scorre (ciclo di riscaldamento del fluido). Questo contatto consiste in un trasferimento di calore che riscalda circuito e raffredda il fluido che lavora nel tubo di calore così da renderne possibile la condensazione. Quando questo condensa precipita di nuovo all'interno del tubo di calore proprio dove il ciclo ricomincia. Questo meccanismo di trasporto di calore è così efficiente che riesce a trasportare calore mille volte meglio rispetto ai migliori conduttori di metallo.

Un grande vantaggio di questo approccio è che i singoli tubi possono essere rimossi e possono essere sostituiti senza interrompere il sistema o danneggiare gli altri tubi.

Un piccolo svantaggio è costituito dal fatto che risulta indispensabile un minimo angolo di inclinazione per permettere il suo funzionamento. Questo vuol dire che per un tetto piano o con un'inclinazione insufficiente bisogna installare una struttura di sostegno per tenere i pannelli nell'angolazione più corretta.

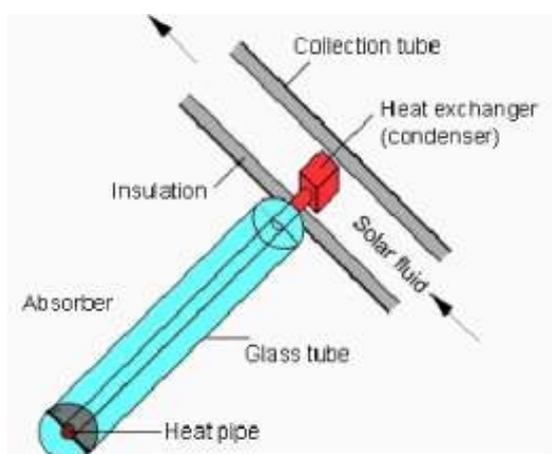


Figura 6.8 : Schema Heat Pipe in un tubo sottovuoto
Fonte : www.solarserver.com

TUBO DI RAME - FORMA U

Con questo approccio un tubo di rame si trova parte all'interno e parte all'esterno del tubo sottovuoto. Questo tubo trasporta il fluido del circuito di riscaldamento, nel quale entra il fluido freddo ed esce il fluido riscaldato. L'assorbitore è collegato a questo tubo.

TUBO DI RAME CONCENTRICO

In questa configurazione il tubo di rame interno, che è aperto nella sua parte finale, contiene il fluido freddo che poi fluisce fuori nello strato tra il tubo di rame interno ed il tubo di rame esterno il quale è sigillato al fondo. L'assorbitore è collegato al tubo esterno in modo che il fluido venga riscaldato quando fluisce nello spazio tra i tubi.

RISCALDAMENTO DIRETTO

Con questo approccio l'acqua stessa passa nel tubo e si scalda attraverso il contatto diretto con l'assorbitore. Un problema posto da questo approccio è che l'intero sistema deve essere arrestato per sostituire anche un solo tubo e, se un tubo viene danneggiato, l'acqua si riverserà all'esterno del sistema, sul tetto o su qualsiasi altra superficie su cui è collocato.

Sono stati realizzati molti impianti di riscaldamento dell'acqua a "circolazione naturale " utilizzando quest'approccio.

In questi impianti il serbatoio dell'acqua calda (accumulatore termico), generalmente 150 litri di capacità, è collocato direttamente sulla sommità del pannello.



Figura 6.9 : Esempio di impianto di riscaldamento dell'acqua a circolazione naturale

Fonte : www.tsinghua.com

Altre metodologie per produrre acqua calda dal sole prevedono grossi sistemi che sono costituiti essenzialmente da un assorbitore e un serbatoio di acqua calda assemblati, cioè piastre di metallo utilizzate come assorbitore con sistemi di trasmissione del calore dalla piastra di metallo al circuito di riscaldamento.

7. Efficienza dei collettori

Per ottenere il massimo rendimento da un impianto solare termico è importante posizionarlo con molta cura. Dovrebbe essere installato con orientamento a Sud e in posizione non ombreggiata. L'angolo ottimale di inclinazione dei pannelli dipende dalla latitudine del sito e dalla lunghezza del periodo di tempo nuvoloso (storico dati meteorologici). Se il cielo fosse sempre limpido l'angolo di inclinazione ottimale uguaglierebbe la latitudine del luogo. Se il cielo fosse sempre coperto l'angolo ottimale di inclinazione sarebbe zero ovvero il pannello dovrebbe essere collocato in posizione orizzontale. Così l'angolo ottimale è generalmente più basso di alcuni gradi rispetto all'angolo della latitudine.

In Italia dove la latitudine è di circa 45 gradi e la percentuale di nuvolosità è tendenzialmente bassa e irregolare, l'angolo di inclinazione ottimale è di circa 33° ma in alcune zone risulta essere adeguata anche un'inclinazione di 33° o 45°.

In generale i tubi sottovuoto hanno prestazioni migliori dei collettori piani specialmente nelle condizioni fredde e ventose; questo vantaggio può essere ridotto quando uno strato di neve o di gelo li ricopre perché di lento scioglimento. Alla luce delle considerazioni fatte sulle tipologie di tubi, la ricerca dell'orientamento ideale generalmente non è il fattore principale per l'installazione pannelli solari termici.

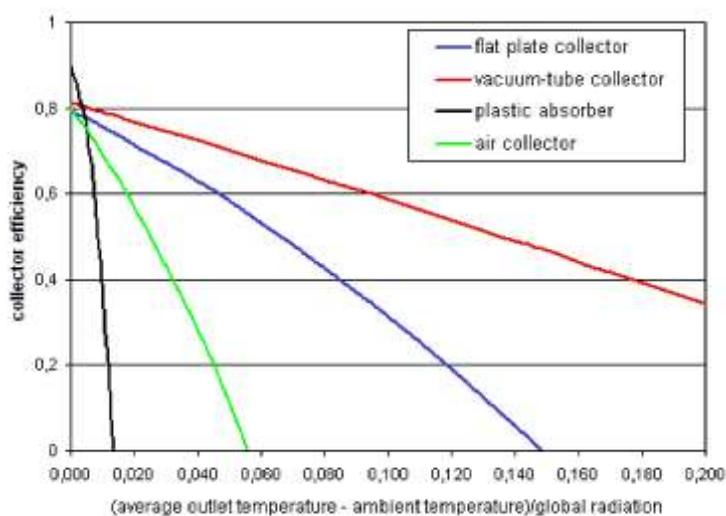


Figura 6.10 : Efficienza dei diversi tipi di collettori

Fonte : www.energytech.at

Nonostante questa efficienza extra i collettori a pannello piano sono più usati dei tubi sottovuoto. Le ragioni di questa differenza sono da ricercare nel costo, nella fragilità e nella durata, essendo i collettori a tubi sottovuoto più costosi (anche se garantiscono una maggiore efficienza), più fragili e più facilmente soggetti a riparazioni. Il fattore costo oggi sta diventando di minore importanza in quanto è possibile importare dalla Cina pannelli a tubi sottovuoto a basso costo. Un'ultima ragione per cui le persone preferiscono ancora i pannelli piani è puramente estetica in quanto i pannelli a tubi sotto vuoto non possono essere integrati architettonicamente e sono molto più visibili. Tuttavia è opportuno tenere presente che esiste un mercato molto diversificati in Europa.

Nazione	Rapporto tra la capacità e dei pannelli piani e dei tubi sottovuoto installati nel 2005
Austria	160 : 1
Germania	9 : 1
Italia	23 : 1
Spagna	26 : 1
GB	2 : 1
UE	32 : 1

Tabella 6.11 : Rapporto tra i pannelli piani ed i tubi sottovuoto

Fonte : *ESTIF Mercato del Solare Termico in Europa 2005*

6.4 Componenti e configurazioni del Solare Termico

6.4.1 *Sistemi a circuito indiretto o chiuso*

Il tubo di rame (il rame, al contrario della plastica, è generalmente preferito per la realizzazione dei tubi perché le temperature raggiunte nei circuiti del sistema solare termico sono spesso più alte rispetto a quelle che potrebbero essere raggiunte nei sistemi domestici convenzionali di riscaldamento dell'acqua) trasportando il fluido di riscaldamento forma un circuito che collega il pannello solare al serbatoio di acqua calda. Questo tubo normalmente è collegato ad una serpentina posizionata nell'estremità inferiore del serbatoio di accumulo dell'acqua calda. Questa serpentina si comporta come uno scambiatore di calore dove il calore generato dai pannelli solari è trasferito all'acqua nel serbatoio. Il fluido nel circuito di riscaldamento è generalmente acqua con una parte di antigelo, una soluzione salina.

6.4.2 *Sistemi a circuito diretto o aperto*

In un sistema a circuito aperto l'acqua fredda è prelevata dal serbatoio dell'acqua calda, circola attraverso i pannelli solari e torna indietro nel serbatoio. Poiché questo sistema scalda in maniera diretta l'acqua per uso domestico non è possibile addizionarla con alcun tipo di antigelo, ciò significa che esso è soggetta al congelamento nelle serate invernali più fredde. Per evitare che questo accada di notte si può svuotare il pannello dal fluido (*sistemi a svuotamento posteriore*), azionando una pompa quando la temperatura cala al di sotto di una certa soglia oppure utilizzando pannelli con rivestimento a doppio vetro.

6.4.3 *Centralina di controllo*

Entrambi i sistemi sopra descritti, a circuito chiuso o aperto, sono sistemi di pompaggio dove la pompa è azionata da un micro-controller che esercita un monitoraggio costante sulla temperatura dei pannelli solari e sulla temperatura dell'acqua alla sommità del serbatoio dell'acqua calda. Il controller può essere configurato per azionare la pompa di circolazione quando la differenza di temperatura tra questi oltrepassa una certa soglia e quando la temperatura del pannello solare è al di sopra di un certo valore minimo.

6.4.4 *Sistema a circolazione naturale*

I circuiti solari di acqua calda possono essere anche a circolazione naturale.

La differenza di densità tra l'acqua riscaldata nei pannelli solari e l'acqua più fredda nel serbatoio fa sì che l'acqua più calda risalga all'interno del serbatoio per convezione. Per questo, un sistema a circolazione naturale richiede che i pannelli siano posizionati più in basso rispetto al serbatoio di deposito dell'acqua calda.

Per i sistemi a circolazione forzata, generalmente, saranno necessari i seguenti componenti:

- Pannelli solari e sistema di fissaggio
- Sistema di tubi
- Pompa di circolazione
- Controller
- Sensori di temperatura
- Vaso di espansione
- Serbatoio dell'acqua con serpentina di riscaldamento solare

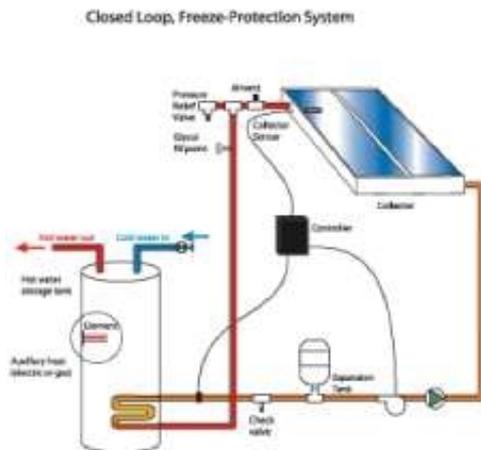


Figura 6.12 : Circuito chiuso di riscaldamento dell'acqua (o indiretto)
Fonte : www.southface.org

6.5 Capacità nazionale installata

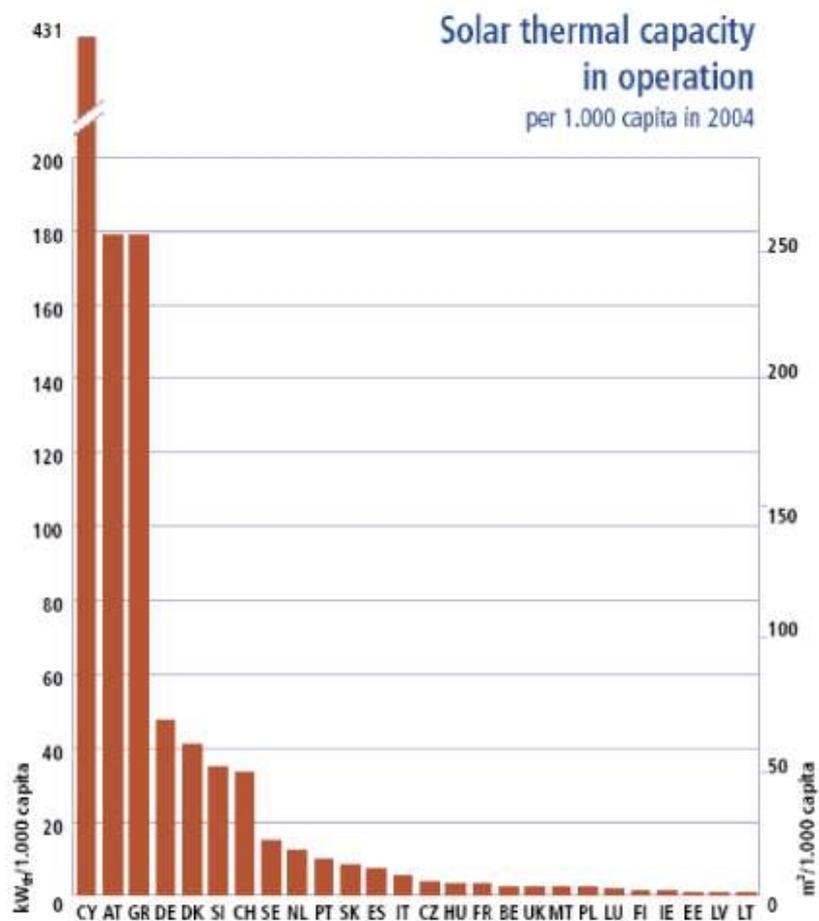


Figura 6.13 : Capacità installata del solare termico nel 2004
Fonte : ESTIF

La maggioranza dei Paesi dell'Unione europea ha dimostrato una forte crescita nella percentuale di impiego del solare termico nel 2004-2005. La Tabella 6.14 illustra alcuni casi rappresentativi.

Paesi	Aumento nel 2005 rispetto alla crescita nel 2004
Austria	28 %
Francia	134%
Germania	27 %
Irlanda	75 %
Italia	24 %
Paesi Bassi	- 23 %
Spagna	16%
GB	12%

Tabella 6.14 : Crescita del ST nell'Ue nel 2004-2005 rispetto al 2003-2004

6.6 Fattibilità finanziaria

Parallelamente al miglioramento delle prestazioni, negli ultimi anni si è avuto anche un sensibile calo del costo dei componenti. Il costo d'installazione può variare a seconda del sito di installazione: fabbricati nuovi o già esistenti, posa in sovrapposizione o integrazione della copertura, regolamentazioni specifiche per i permessi di costruzione, collegamento al sistema di distribuzione e all'impianto termico integrativo, utilizzo di attrezzature durante il montaggio (gru, impalcature). Oggi il costo standard "chiavi in mano" per un sistema unifamiliare (3-5 persone) da 5 mq a circolazione forzata per la produzione di acs oscilla tra € 3.500-4.000 (IVA al 10% esclusa).

Per un impianto a circolazione naturale con le stesse caratteristiche, il costo si riduce a € 2.000-3.000. La maggior parte del costo è dovuta all'acquisto dei materiali, di cui i collettori rappresentano la percentuale più alta. Naturalmente una corretta preventivazione commerciale non può prescindere da un sopralluogo che valuti accuratamente gli aspetti sito dipendenti. Il costo annuo di manutenzione è in generale abbastanza basso: normalmente nelle analisi economiche si stima in circa il 2,5% del costo d'impianto, da conteggiare sull'intera vita minima (20 anni). In tale stima sono compresi anche gli eventuali costi di manutenzione straordinaria, dovuti alla sostituzione di qualche componente secondario dell'impianto. Per una corretta analisi del ritorno economico del capitale investito nella realizzazione di un impianto solare termico è necessario definire una configurazione d'impianto e ipotizzare i valori dei principali parametri coinvolti.

Impianto di riferimento

- impianto da 5 mq a circolazione forzata con boiler da 300 l per produzione acs
- installazione su falda del tetto esistente
- non richiesta attrezzatura speciale per il montaggio
- collegamento tra campo collettori e boiler non particolarmente complesso
- producibilità annua: 4.000 kWh termici (installazione ottimale in zona soleggiata dell'Italia centro-meridionale)
- vita tecnica dell'impianto: 20 anni

Costi

- Investimento per impianto "chiavi in mano": € 4.000
- IVA: € 400
- Manutenzione annua: 2,5% investimento

Valorizzazione dell'energia prodotta

- Scenario A (Fonte sostituita: energia elettrica): € 0,18 / kWh_t
(rendimento boiler = 90%)
- Scenario B (Fonte sostituita. Metano): € 0,065 / kWh_t
(rendimento impianto = 65%)

Copertura finanziaria

- 30% investimento da contributo in conto capitale, 70% Investimento + IVA da capitale proprio

Altri incentivi

- 36% detrazione IRPEF in 10 anni su capitale proprio investito

Risultati dell'analisi

- Scenario A (Fonte sostituita = energia elettrica) - tempo di ritorno semplice del capitale investito: 4 anni; tempo di ritorno attualizzato al 2,5% : 5 anni
- Scenario B (Fonte sostituita = metano) - tempo di ritorno semplice del capitale investito: 8 anni; tempo di ritorno attualizzato al 2,5% : 9 anni

6.7 Riscaldamento dell'aria con il solare

È meno comune vedere pannelli ad energia solare progettati per scaldare l'aria piuttosto che l'acqua tuttavia esiste una certa quantità di prodotti realizzati per questo scopo. Tali pannelli possono essere montati sui muri o sui tetti e possono avere un peso inferiore rispetto ai pannelli per il riscaldamento dell'acqua. Alcuni sistemi possono offrire sia acqua calda sia aria calda (sistemi combinati). I sistemi solari per l'aria calda servono anche per aerare l'abitazione usando l'aria fresca dell'esterno e possono essere usati anche per sfruttare l'aria fresca notturna nei periodi estivi. Un sistema di questo genere, che combina aria ed acqua, può produrre approssimativamente 3.300 kWh all'anno se montato con una inclinazione di 30° e rivolto a Sud su di un tetto di Londra.



a

Figura 6.15 : (a) Pannello ad aria calda montato su parete
Fonte : www.consolair.com



b

(b) Pannello ad aria calda montato su tetto
Fonte : www.sunwarm.co



Figura 6.16 : Schema di un sistema solare ad aria calda
Fonte : www.sunwarm.com

6.8 Sistema solare combinato

Questo termine piuttosto generico è usato in riferimento a un sistema solare termico attivo che fornisce acqua calda e scalda l'aria. Uno studio su tali sistemi, il Progetto "Solar Combi-Systems" del Programma europeo Altener, può essere consultato alla pagina: <http://elle-kilde.dk/altener-combi/index.htm>. Generalmente questi sistemi sono di grandi dimensioni. La superficie del pannello solare utilizzato in questi sistemi di solito supera i 7mq e l'accumulo di acqua calda è di almeno 800 litri (a meno che non si scelga un altro approccio, generalmente un sistema di riscaldamento a pavimento), ma esistono molti sistemi di capacità superiori. Sono disponibili sul mercato sistemi combinati che hanno superfici e accumuli minori ma in questi casi il risparmio non è rilevante.



Figura 6.17 : Esempio di un sistema solare termico combinato di 16 mq installato su un'abitazione situata in Francia
Fonte : <http://elle-kilde.dk/altener-combi/index.htm>

6.9 Barriere di entrata per il solare termico

- Costi di investimento
- Scarsa informazione del consumatore
- Scarsa professionalità degli installatori
- Mancanza di sensibilità da parte del consumatore.

6.10 Aiuti governativi

6.10.1 Legge Finanziaria 2007

La Legge 27 dicembre 2006, n. 296 (Legge Finanziaria 2007) prevede una detrazione dall'imposta lorda del 55% degli importi rimasti a carico del contribuente per l'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.

6.10.2 Contributi in conto capitale

In Italia, dal 2001 con Decreto del Ministero dell'Ambiente sono state destinate risorse per finanziare bandi regionali destinati a concedere incentivi in conto capitale per l'installazione di impianti solari termici. Il programma, regolato da autonomi bandi regionali con una finestra temporale per la presentazione delle domande, prevede sovvenzioni fino al 30% del costo d'impianto. Anche le singole Province autonomamente emanano bandi a valere sulla legge 10/91 che prevedono incentivi per impianti solari termici. Infine, alcune Regioni inseriscono regolarmente gli impianti solari termici

tra quelli ammissibili a finanziamenti in conto capitale nell'ambito dei Programmi Operativi Plurifondo (POR), con incentivi che in alcuni casi raggiungono il 50% del costo d'impianto.

6.10.3 Programma Solare per Enti Pubblici ed Aziende Gas

Il Programma Solare per Enti Pubblici ed Aziende Gas di cui al D.D. 100/SIAR/2000 e al D.D. 545/2001/SIAR/DEC del Ministero dell'Ambiente, ancora attivo, prevede un bando del Ministero dell'Ambiente per gli enti pubblici e le aziende gas che intendono realizzare gli impianti solari termici (solare termico incentivo al 30% IVA esclusa). Il bando solare termico del Ministero dell'Ambiente è pubblicato nel sito web del Ministero alla seguente posizione: www.minambiente.it → pubblico → Energia → Fonti rinnovabili → Solare termico → Bandi e decreti.

Ulteriori fonti di informazione

- Passiv Haus Institut - www.passiv.de
- CEPHEUS Project - www.cepheus.de/eng/start.html
- Progetto Sistemi Combinati Altener - <http://elle-kilde.dk/altener-combi/index.htm>
- Federazione Europea Industria Solare Termico - www.estif.org

Riferimenti

ALTENER, 2003 - *Example of a combi-system solar thermal collector of 16 m² on a house situated in France*, <http://elle-kilde.dk/altener-combi/index.htm>

Apricus Solar, 2007. *Structural detail example*, private communication from Apricus Solar, www.apricus.com

BEAR Architecten - Tjerk Reijenga, 2006. Postbus 349, 2800 AH Gouda, The Netherlands Cansolair, 2007. *Wall mounted warm air panel*, www.cansolair.com

Energytech, 2000. *Technology/Profile Thermal Solar Energy*, Arbeitsgemeinschaft ERNEUERBARE ENERGIE - AEE, 2000, www.energytech.at/pdf/thermal_solar_energy.pdf

ESTIF, 2005, *Solar Thermal Markets in Europe*, www.estif.org

ESTIF, 2007, *Solar Thermal Action Plan for Europe*, www.estif.org/282.0.html

European Commission Joint Research Centre, 2007. *Annual solar energy available for optimally inclined panel in Wh/m²*, <http://re.jrc.ec.europa.eu>

Navitron, 2007. *Typical evacuated tube collector*, www.navitron.org.uk

Solarserver, 2007. *Schematic of evacuated tube*, www.solarserver.de/wissen/sonnenkollektoren-e.html

Southface, 2007. *Closed-loop (or indirect) hot water heating circuit*, www.southface.org/solar/

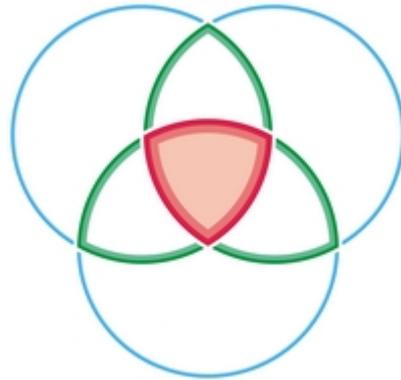
SunEarth Inc, 2007, *Cutaway of Empire model flat panel collector*, www.sunearthinc.com

Sunwarm, 2007. *Roof mounted warm air panel and Schematic diagram of warm air solar system*, www.sunwarm.com

TiNOX, 2007. *TiNOX absorber characteristics*, www.tinox.com/data/tinox-produktspez-englisch_2006.pdf

Tsinghua, 2007, *Example of a stand-alone water heater*, www.thsolar.com/enghtml/prod_jb_en.asp

UK DTI, 2005. *Energy & the Environment, Annex 2c: international comparisons of gas and electricity energy*, July 2005, www.dti.gov.uk/files/file20324.pdf



Capitolo

7

ENERGIA EOLICA

Seamus Hoyne, Tipperary Institute

7. ENERGIA EOLICA

7.1 Obiettivi

- Conoscere i diversi componenti di un impianto eolico
- Familiarizzare con il processo di sviluppo di un progetto eolico
- Comprendere il potenziale sviluppo dell'energia eolica, gli appropriati strumenti di supporto e la legislazione locale e nazionale

7.2 Contesto generale

Questa sezione si focalizzerà principalmente sui generatori eolici di grande taglia.

Alcuni riferimenti saranno fatti agli aerogeneratori di piccola taglia (microturbine) che possono essere impiegati per usi locali e che possono essere o non essere allacciati alla rete elettrica. Un esempio di progetto sarà usato per la maggior parte degli esempi successivi.

Di seguito si riportano le caratteristiche:

- Numero di aerogeneratori: 10
- Potenza dell'aerogeneratore: 1,75MW
- Fattore di Capacità del luogo: 30%
- Velocità media annuale del Vento: 8m/s

7.3 Tecnologia eolica

7.3.1 *Come si forma il vento*

Il vento è generato dal movimento delle masse d'aria di diversa temperatura intorno alla terra. La forza e la direzione del vento sono influenzate da:

1. le temperature della terra (risentono della curvatura del pianeta)

La terra è riscaldata dal sole. Per curvatura della terra si intende dire che i Tropici, per esempio, essendo più vicini all'equatore sono considerevolmente più caldi rispetto a quelle regioni che si trovano a latitudini¹⁴ più elevate. Questo è causa di movimenti di masse d'aria che determinano, di conseguenza, regioni con pressioni atmosferiche più alte e più basse.

2. la rotazione della terra

La rotazione della terra è influenzata da un ulteriore fattore denominato "Effetto Coriolis" (dal nome di Guttave-Gaspart de Coriolis che lo scoprì nel 1835). L'effetto Coriolis ha un ruolo molto importante nella dinamica atmosferica e sulla meteorologia, e in particolare sulla formazione dei venti.

Le masse d'aria che si riscaldano all'equatore, infatti, diminuiscono in densità e salgono, richiamando aria più fredda che scorre sulla superficie terrestre verso l'equatore. Poiché non c'è abbastanza attrito tra la superficie e l'aria, questa non acquisisce la velocità necessaria per mantenersi in co-rotazione con la terra. I venti che normalmente scorrerebbero verticalmente dai poli verso l'equatore sono quindi deviati dall'*Effetto Coriolis* e danno origine a quei venti costanti noti con il nome di alisei. Nell'emisfero nord questi venti soffiano da nord-est verso sud-ovest e nell'emisfero sud soffiano da

¹⁴ Latitudine: l'equatore ha latitudine 0. Regioni con latitudini più alte sono più vicine ai poli (Nord e Sud)

sud-est verso nord-ovest. Una latitudine chiave che influenza la direzione del vento è 30 gradi (Nord e Sud). A questa latitudine l'effetto rotazionale Coriolis impedisce all'aria calda, che si è elevata dall'Equatore e si muove verso nord o sud, di progredire oltre. Ciò accade in aree ad alta pressione in questa regione e in aree a bassa pressione all'equatore. La presenza di tempo mutevole e ventoso può essere stimata attraverso lo studio della pressione atmosferica in particolari aree. La pressione atmosferica è misurata in Bar or Pascal¹⁵. Un Bar è approssimativamente la normale pressione atmosferica a livello del mare. I Barometri, usati per misurare la pressione atmosferica misurano il peso di una colonna d'aria su una superficie specifica. Aree con alte pressioni indicano venti deboli e tempo gradevole, mentre aree con bassa pressione tendono a indicare tempo ventoso e pioggia.



Figura 7.1 : Esempio di carta meteorologica con isobare
Fonte : Met Eireann, 2006

In generale, la direzione dominante del vento può essere determinata basandosi sulla latitudine come segue:

Latitudine	90-60°N	60-30°N	30-0°N	0-30°S	30-60°S	60-90°S
Direzione	NE	SO	NE	SE	NO	SE

Tabella 7.2 : Direzione del vento variabile con la latitudine
Fonte : DWEA, 2006

In aggiunta agli influssi a livello globale sopra descritti, ci sono altre condizioni locali che influenzano la direzione e la forza del vento. Queste includono altitudine, vicinanza al mare (vento di mare), topografia (venti di valle), ecc.

7.3.2 *Comprendere l'Energia e la Potenza del Vento*

L'energia contenuta nel vento è l'energia cinetica. L'energia cinetica è l'energia posseduta da un corpo in movimento. La formula per calcolarla è la seguente:

$$\text{energia cinetica al secondo} = \text{metà della massa del corpo in movimento} \times \text{quadrato della velocità}$$

$$\text{energia cinetica} = \frac{1}{2} m * V^2 \quad [1]$$

¹⁵ 1 Pascal = 1 Newton per metro quadrato (N/m²)

dove:

- m = massa (chilogrammi, kg)
- v = velocità (metri al secondo, m/s)

Per calcolare l'energia del vento è necessario inoltre calcolare la massa dell'aria in movimento e misurarne la velocità. La massa dell'aria può essere calcolata usando la seguente formula:

$$\text{massa di aria al secondo} = \text{densità dell'aria} \times \text{volume di aria fluente al secondo} = \text{densità dell'aria} \times \text{area} \times \text{velocità} \quad [2]$$

$$m = \rho \cdot A \cdot V$$

dove:

- A = area spazzata delle pale degli aerogeneratori ($\pi \cdot \text{raggio}^2$)
- ρ = densità dell'aria = 1,2256 kg/m³ sul livello del mare

Quindi sostituendo m nella formula [1] con la definizione della formula [2] è possibile trarre una formula finale per calcolare l'energia del vento che passa attraverso un generatore eolico ogni secondo (potenza del vento, espressa in joule/sec).

$$\text{energia cinetica} = \frac{1}{2} \rho \cdot A \cdot V^3 \quad [3]$$

Dato che tale potenza è pari all'energia usata per unità di tempo, la potenza nel vento (in Watt) è pari all'Energia Cinetica (Joule) al secondo. Questa è la potenza teorica che può essere catturata dal vento. Albert Betz nel 1928 calcolò che la frazione massima della potenza che può essere estratta è 16/27 o 59,3%. È possibile calcolare la potenza del vento a una particolare velocità, come nel seguente esempio.

Consideriamo un vento con velocità 10 metri per secondo passante attraverso un generatore eolico con pale di raggio di 30m. Qual è la potenza teorica disponibile e la frazione massima della potenza ottenibile?
 Energia Cinetica / secondo = Potenza = $0.5 \times \rho \times A \times V^3$ (Watt)
 = $0,5 \times 1,2256 \times 3,146 \times 30 \times 30 \times 10 \times 10 \times 10 = 1.735.081 \text{ W} = 1.735 \text{ kW} = 1,735 \text{ MW}$
 1,735 MW è la potenza teorica massima a queste condizioni.
 Applicando la legge di Betz la frazione massima di questa che può essere catturata è
 = $1,735 \times 0,593 = 1,03 \text{ MW}$

Esempio 7.3 : Calcolo della Potenza disponibile teorica e massima

7.3.3 Breve storia della tecnologia dell'energia eolica

La potenza del vento è stata sfruttata per secoli. L'evoluzione degli aerogeneratori per la produzione di elettricità è comunque un fenomeno più recente.

Dato che tradizionalmente la prima volta che si sfruttò il vento fu per la macinatura del grano e per pompare acqua, va fatta una precisazione definendo questi tipi di macchine **mulini a vento**. E' in corso ancora un dibattito su quando il primo mulino a vento fu utilizzato e da chi. Testimonianze di turbine ad asse verticale sono state scoperte nel 644 d.C. (Hau, 2000) nell'area Persiana-Afgana.

Le macchine ad asse orizzontale (i tradizionali mulini a vento) si svilupparono in Europa e furono principalmente avviate nel Nord-Ovest. L'Olanda è spesso considerata il paese fondatore dei mulini a vento in Europa con un particolare aumento del loro uso nel XVI e XVII secolo (Hau, 2000).



Figura 7.4 : Tradizionale Mulino a Vento
Fonte : Wikipedia, 2006

L'uso tradizionale dei mulini a vento fu introdotto per la macinatura del grano (e altri prodotti) e per pompare l'acqua. Una serie di progetti e opzioni per i mulini a vento aumentarono contemporaneamente allo sviluppo dell'industria. Ulteriori dettagli su tale argomento possono essere trovati in Eldrige, 1975 e Goulding, 1995.

7.4 Energia eolica e produzione di elettricità

Con lo sviluppo della produzione di energia e della rete elettrica nel tardo XIX e primo XX secolo, ebbe inizio l'utilizzo dei mulini a vento per la produzione di elettricità.

La maggiore evoluzione al riguardo avvenne in Danimarca e fu condotta inizialmente da Poul La Cour (Hau, 2000). Uno stimolo allo sviluppo fu la necessità di fornire elettricità alle aree rurali della Danimarca. La sua prima macchina, costruita nel 1891, alimentò una dinamo. Ricerche e sviluppi in Germania e in USA fino alla metà del 1970 incontrarono vari livelli di successo. Furono soprattutto i bassi costi dell'energia a limitare l'interesse, a livello strategico, nello sviluppo dell'energia eolica. La gamma delle macchine che furono sviluppate in questo periodo di tempo può essere valutata dalla tabella seguente. Una breve storia relativa allo sviluppo dei generatori eolici può essere trovata in Hau, 2000.

Categoria	Nome	Anno	Diametro (m)	Potenza (MW)	Luogo
Megawatt	Smith-Puttman	1939	53	1.25	Vermont, USA
Commerciale	Gedsen	1956-57	24	0.2	Gedsen, Denmark
Peso leggero	Hutter-Allgaier	1960's	34	0.1	Germany

Tabella 7.5 : Esempi di primi generatori eolici
Fonte : EWEA, 2006

7.4.1 Tipi e dimensioni di generatori eolici

Il generatore eolico può essere generalmente classificato in due principali configurazioni ad asse orizzontale e ad asse verticale. Questa sezione si concentrerà sui tipi di macchine ad asse orizzontale e sarà fornita una descrizione generale di entrambi i tipi qui di seguito.

A. Generatori ad asse orizzontale

I generatori eolici ad asse orizzontale di grandi dimensioni hanno prevalentemente due o tre pale. Questo tipo di macchine dominano l'industria dei generatori eolici per la produzione di elettricità. Esse sono l'evoluzione semplificata dei tradizionali mulini a vento come risultato della perfezionata conoscenza nei campi della progettazione, aerodinamica e disponibilità di nuovi materiali e tecnologie. Con questo tipo di aerogeneratori, la direzione del vento è parallela agli assi di rotazione. Ogni generatore è formato da una torre, alla sommità della quale è posto il rotore connesso con le pale. Generalmente la posizione delle pale può essere ruotata in modo che possano seguire la direzione del vento, e poter pertanto catturare la quantità massima di energia. Gli aerogeneratori orizzontali di piccola taglia hanno invece pale multiple che ruotano ad alta velocità. Gli impianti di potenza inferiore ai 20kW sono ideali per un utilizzo familiare, ed è possibile collegarli alla rete elettrica con contratti di net-metering (scambio di energia sul posto).



Figura 7.6 : Generatore eolico ad asse orizzontale di grandi dimensioni, Aalborg, Denmark
Fonte : Wikipedia, 2006

B. Generatori ad asse verticale



Figura 7.7 : Generatore eolico ad asse verticale Darrieus, Magdalen Island
Fonte : Wikipedia, 2006

Sebbene non sia diffuso come il generatore eolico ad asse orizzontale, il generatore eolico ad asse verticale possiede particolari benefici in relazione all'efficienza e ai ridotti carichi di sforzo sui componenti. I principali tipi di impianti ad asse verticale si sono evoluti in Francia dalla forma degli "sbattiuova" ad opera di Darrieus (Boyle, 2004) e consistono in un pilone verticale al quale le due pale curvate sono attaccate alle due estremità. Le macchine ad asse verticale possono catturare il vento da ogni direzione e inoltre non devono ruotare per seguire la direzione del vento.

C. Dimensione dei generatori eolici

La dimensione degli aerogeneratori ad asse orizzontale è cresciuta considerevolmente negli ultimi 20 anni. Grazie ai significativi sviluppi e ai progressi tecnologici la dimensione massima del generatore è aumentata fino a 5MW nel 2006. La Figura 7.8 illustra il notevole aumento nella dimensione fisica e della capacità elettrica di un aerogeneratore dal 1990 al 2005.

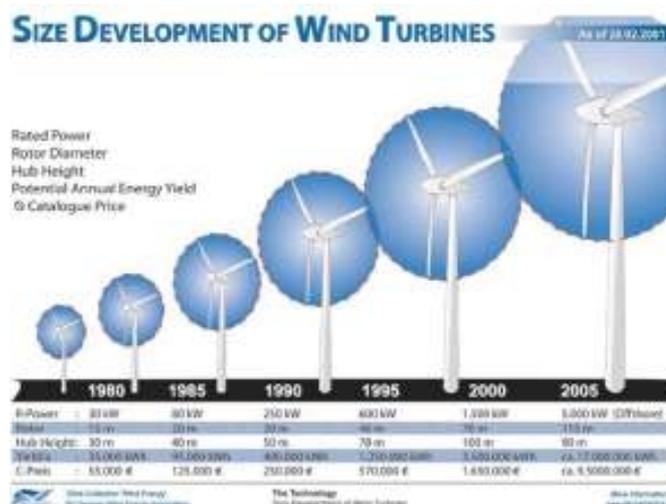


Figura 7.8 : Sviluppo degli aerogeneratori
Fonte : German Wind Energy Association, 2006

D. Componenti del generatore eolico

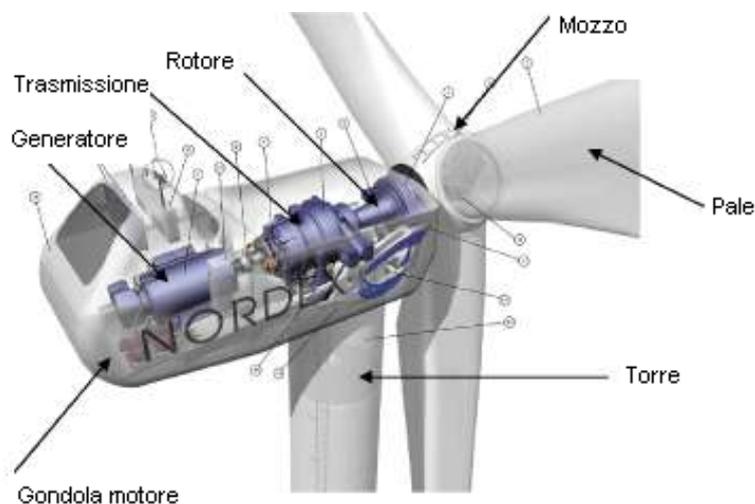


Figura 7.9 : Componenti base generatore eolico
Fonte : Nordex, 2006

Gli aerogeneratori sono formati dai seguenti elementi base:

1. *Pale*

Servono a catturare l'energia disponibile del vento. Le pale moderne si sono evolute da quelle tradizionali usate nei mulini a vento per arrivare a componenti di sofisticata progettazione di ingegneria con l'uso di materiali moderni.

Molti degli sviluppi nel campo del design delle pale sono derivati dall'industria aeronautica. Il numero di pale di un moderno aerogeneratore viene valutato in base a tre fattori: la necessità di catturare la maggior quantità di vento che passa nell'area spazzata dalle pale; la dimensione dell'aerogeneratore e i costi. Un'indagine condotta dalla European Wind Energy Association nel 2003, indicò che il 74% dei generatori eolici sul mercato erano macchine a tre pale (EWEA, 2006). Gli aerogeneratori ad asse orizzontale con un numero ridotto di pale ruotano più velocemente rispetto agli aerogeneratori che ne possiedono un numero maggiore. Questo si rende necessario per catturare la stessa quantità di energia. In generale, aumentando il numero di pale risulterà un beneficio in potenza ed energia anche se spesso l'effetto è limitato (un aumento percentuale poco rilevante) pertanto tale da non giustificare il costo capitale aggiuntivo. Le pale sono fabbricate generalmente da materiali compositi che forniscono la massima forza con ridotto peso. Originariamente erano costruite con legno, acciaio, alluminio ecc.



Figura 7.10 : Consegna delle pale e costruzione della torre
Fonte : Healion, 2005

2. Mozzo

Le pale sono collegate ad un mozzo che funge da punto di connessione tra le pale e il rotore.

3. Rotore & albero motore

Il rotore è l'elemento usato per il collegamento tra pale e mozzo. Questo è connesso ad un albero motore che trasferisce la forza rotazionale al moltiplicatore di giri e al generatore.

4. Moltiplicatore di giri

Di solito i generatori operano ad alte velocità di rotazione e quindi è necessario avere un moltiplicatore di giri per aumentare la velocità rotazionale del rotore che si deve combinare con le esigenze del generatore.

5. Generatore

Il generatore è il componente dell'aerogeneratore che produce l'elettricità. Negli aerogeneratori ad asse orizzontale di grandi dimensioni i generatori sono a tre fasi in corrente alternata, come quelli usati nelle centrali elettriche convenzionali.

La maggior parte dei nuovi aerogeneratori stanno includendo generatori a velocità variabile. I generatori eolici tradizionali operano in modo efficiente a una data velocità. I nuovi permettono di produrre elettricità alla massima efficienza a velocità variabili (si adattano alla variabilità dei venti).

6. Navicella

Il rotore, il moltiplicatore di giri e il generatore sono tutti collocati nella navicella.



Figura 7.11 : Navicella di un aerogeneratore
Fonte : Healion, 2005

7. Torre

La velocità del vento varia con l'altezza e quindi per catturare la quantità massima di vento, le pale e la navicella sono issati su una torre. La torre generalmente ha una forma leggermente conica e vuota internamente. Le torri degli aerogeneratori di media e grande dimensione sono alte in media più di 40m.

8. Controlli

Il vento è una fonte variabile e quindi i controlli sono vitali per massimizzare la quantità di energia che può essere catturata. I controlli richiesti includono:

- capacità di avviamento quando la velocità del vento è sopra un certo livello
- capacità di arresto quando la velocità del vento eccede i limiti di sicurezza
- capacità di massimizzare la produzione al variare della velocità del vento
- capacità di rotazione a seconda della direzione del vento
- capacità di monitorare e controllare la qualità dell'elettricità fornita alla rete.

Per generatori eolici di medie e grandi dimensioni i due maggiori metodi di controllo usati per monitorare l'energia prodotta sono:

- **Pitch Control:** Il metodo del Pitch-Control consente di ottimizzare la potenza erogata dall'impianto diminuendo o aumentando l'efficienza aerodinamica delle pale a seconda delle condizioni di ventosità.
- **Stallo:** è un controllo passivo che si basa sullo stallo di una parte della pala. Costruendo le pale *svergolate*, lo stallo inizia dalla punta delle pale propagandosi verso il centro all'aumentare della velocità del vento. L'area attiva delle pale cala, facendo così calare anche la potenza.
- All'aumentare della dimensione dei generatori eolici c'è un aumento dell'uso del pitch control come meccanismo di controllo.

Gli aerogeneratori devono poter ruotare anche la navicella in modo che le pale possano girare a seconda della direzione del vento. L'intero sistema è controllato attraverso un meccanismo che permette ai generatori eolici di ruotare l'intera navicella basandosi sui dati che riceve dalle misurazioni della direzione del vento. Gli aerogeneratori hanno anche un freno meccanico utilizzato per arrestare la macchina quando necessario. Questo meccanismo in genere si combina con lo stallo e il pitch control.

7.4.2 Potenza ed energia dai generatori eolici

A. Curva di Potenza

Sono già stati esaminati i primi calcoli basilari per determinare la potenza del vento (Formule 7.1-7.3). L'energia prodotta da un generatore eolico varierà a seconda della velocità del vento, ma anche a seconda delle particolari caratteristiche delle macchine. Questa variazione è illustrata nella Curva di Potenza degli aerogeneratori.

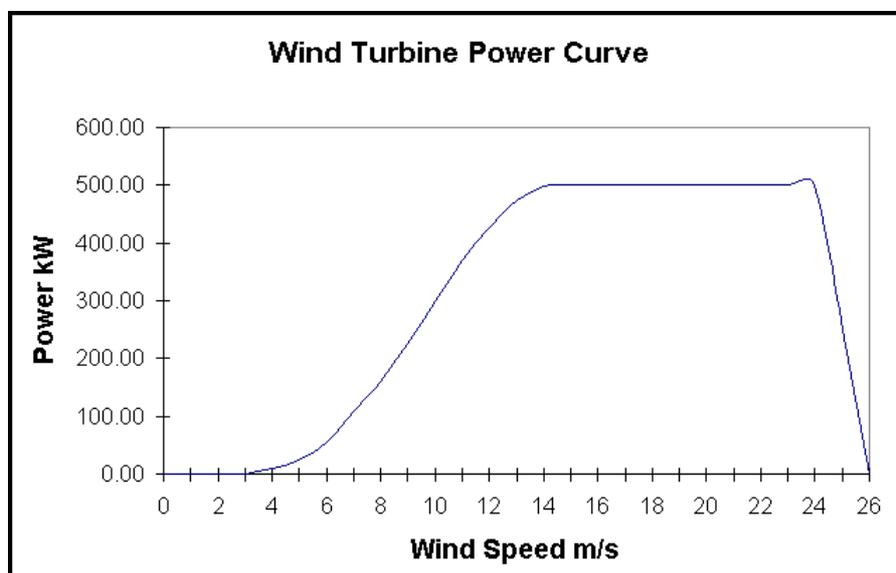


Figura 7.12 : Curva di Potenza di un generatore eolico
Fonte : www.icsd.dmu.ac.uk/wind_energy/

Il Limite di Betz stabilisce il limite teorico della potenza che può derivare dal vento. Specifiche caratteristiche degli aerogeneratori che influiscono sulla curva di potenza includono:

- tipo e numero di pale
- diametro del rotore
- velocità angolare
- velocità di rotazione
- soglie di velocità del vento di cut-in e di arresto
- efficienza del generatore e del moltiplicatore di giri.

Generalmente le curve di potenza dei generatori eolici ad asse orizzontale indicano la soglia di velocità del vento cut-in (inizio funzionamento) di 3-5m/s, potenza massima di funzionamento stimata tra 8-15m/s e soglia di velocità del vento di cut-out (arresto funzionamento) di 25m/s.

7.4.3 Distribuzione della velocità del vento e produzione di energia eolica

Adesso che la potenza che gli aerogeneratori produrranno alle differenti velocità è nota, è possibile determinare l'energia prodotta. Per calcolarla è necessario conoscere la distribuzione della frequenza della velocità del vento. Questo è un grafico che mostra il numero di ore (per anno) nelle quali il vento soffia a una particolare velocità.

Combinando questi dati con quelli della curva di potenza è possibile produrre una Curva di Distribuzione dell'energia eolica (Figura 7.13). Ciò viene fatto prendendo il numero di ore a una particolare velocità del vento, e moltiplicandolo per l'energia prodotta di un particolare aerogeneratore a quella velocità.

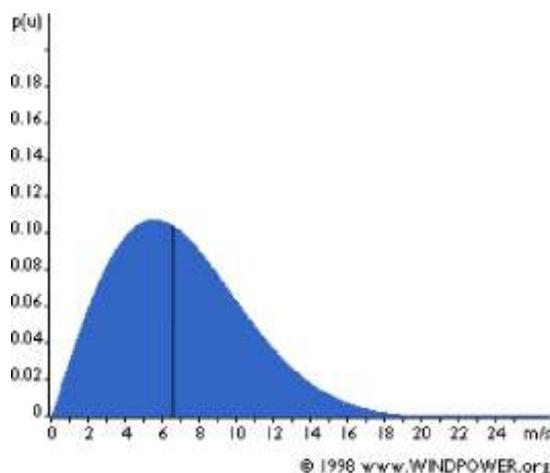


Figura 7.13 : Grafico della distribuzione del vento
Fonte : DWEA, 2006c

Per esempio, a 10m/s l'aerogeneratore eroga 1.000kW di potenza e il vento soffia a 10m/s per 500 ore per anno.

L'elettricità prodotta dalla macchina per anno è:

Energia elettrica (in funzione della velocità vento) = **Potenza** (dalla Curva di Potenza)
x Numero di ore (dalla Distribuzione della Velocità del Vento)

Produzione di Elettricità (per vento a 10m/s) = 1.000kW x 500 ore = 500.000 kWh

Esempio 7.14 : Calcolo della produzione di energia eolica a particolare velocità del vento/anno

Questo calcolo è fatto per ogni velocità del vento (tra le soglie di velocità di cut-in e cut-out) per determinare la produzione totale di elettricità per un particolare aerogeneratore in una località. Tra i fattori che influenzano la produzione di elettricità di una turbina eolica, bisogna considerare anche il *fattore di utilizzabilità* degli aerogeneratori, ovvero il numero di ore per anno nelle quali il generatore eolico è adoperabile per la produzione di energia. La possibilità di impiego della maggior parte degli aerogeneratori ad asse orizzontale è circa del 90% e spesso arriva al 95% (Boyle, 2003).

A. Metodo Approssimativo 1 : Usando la Velocità del Vento

Ci sono una serie di modelli e metodi per completare la stima iniziale della produzione di energia di una turbina eolica. Una equazione che può essere usata è:

$$\text{Produzione Annuale di Elettricità (kWh)} = K \times V^3 \times A_t \times T$$

Formula 7.15 : Produzione Annuale di Elettricità (calcolo basato sulla velocità del vento)

Fonte : Beurskens and Jensen, 2001

dove: $K = 3.2$ (fattore di approssimazione)
 $V =$ velocità media annuale del vento (m/s)
 $A =$ area spazzata delle pale degli aerogeneratori (m^2)
 $T =$ numero di generatore eolici.

Questa equazione deve essere trattata con cautela dal momento che il fattore K è usato per approssimare il rapporto tra la velocità del vento e la sua distribuzione durante l'anno. Tale rapporto cambierà a seconda del particolare luogo. L'equazione non permette l'ottimizzazione basata su una particolare curva di potenza di un aerogeneratore.

Usando questo metodo la produzione annuale di elettricità può essere stimata per un luogo avente le seguenti caratteristiche:

- velocità media annuale del vento = 8 m/s
- 10 turbine da 1.75 MW da installare
- area spazzata = 3,421 m^2

$$\text{Produzione Annuale di Elettricità} = K \times V^3 \times A \times T = 3,2 \times 8^3 \times 3,421 \times 10 = 56 \text{ GWh}$$

Esempio 7.16 : Stima iniziale della produzione di elettricità usando approssimazione.

B. Metodo Approssimativo 2 : Fattore di utilizzo

Se non si hanno a disposizione dati sulla velocità del vento, può essere usata un'altra equazione per il calcolo dell'energia elettrica producibile da un impianto. Questa formula è basata sulla potenza degli aerogeneratori da installare e sul fattore di utilizzo potenziale. Il fattore di utilizzo descrive la produttività di un generatore eolico durante il suo periodo di vita (inteso come rapporto tra energia erogata effettiva ed energia erogata se la macchina lavorasse continuamente - 8.766 ore/anno). Un aerogeneratore non lavora alla piena capacità ogni ora di ogni giorno durante l'anno, dal momento che la velocità del vento e la durata variano durante tale periodo. Il fattore di utilizzo tipico per l'energia eolica in un luogo può dare un indicatore di performance. In Italia, siti specifici hanno fattore di potenza tra il 30-35%.

La formula da usare è:

$$\text{Energia Annuale Prodotta (kWh)} = h \times P_t \times F \times T$$

Formula 7.17 : Energia Annuale Prodotta - Fattore di potenza Base

dove: $H =$ numero di ore per anno (8.760)
 $P_t =$ percentuale di potenza di ogni aerogeneratore
 $F =$ fattore di utilizzo annuale
 $T =$ numero di aerogeneratori

Applicando quest'equazione allo scenario ipotizzato nell'Esempio 3, assumendo un fattore di utilizzo del 30%, si ottengono i seguenti risultati:

$$\text{Produzione Annuale di Energia (kWh)} = h \times P_t \times F \times T = 8.760 \times 1.75 \times 0,30 \times 10 = 46 \text{ GWh}$$

Esempio 7.18 : Produzione annuale di energia - Fattore di utilizzo

È chiaro che c'è qualche variazione tra le equazioni disponibili. È comunque consigliabile essere cauti nel fare l'analisi iniziale. Un software utile a realizzare un'analisi di fattibilità è il RETScreen scaricabile gratuitamente dal sito : www.retscreen.net.

C. La valutazione della disponibilità di vento

È stato mostrato nei paragrafi precedenti che sia la potenza eolica installabile in un sito, sia l'energia prodotta da un aerogeneratore, sono principalmente dipendenti dalla velocità del vento dal momento che questo fattore è presente, elevato al cubo, nelle formule di riferimento. È pertanto fondamentale avere un'accurata valutazione della velocità del vento di un sito, prima di procedere con lo sviluppo del progetto. Per fare ciò si hanno a disposizione diverse opzioni.

Anemometri

È possibile ottenere un'accurata misurazione del vento solo installando un anemometro in un sito. (Figura 7.19). Questo apparecchio è formato da diversi anemometri e banderuole per misurare la velocità del vento e le direzioni variando l'altezza. I dati raccolti vengono quindi immagazzinati in un database e poi periodicamente scaricati in un software per l'analisi. In genere i dati sono monitorati per un minimo di 12 mesi. Questo dato locale è quindi comparato con i dati sulla velocità del vento che sono forniti dalle vicine stazioni meteorologiche su un periodo di 20 anni per permettere accurati calcoli sulle future velocità del vento.



Figura 7.19 : Anemometro
Fonte : Hoyne, 2006

Altri metodi di valutazione

L'installazione di anemometri e la successiva analisi dei dati risulta piuttosto costosa e implica tempo (almeno 12 mesi). Esistono tuttavia altri meccanismi per sviluppare stime iniziali della velocità del vento, tra questi:

- Dati delle vicine stazioni meteorologiche:
Tali dati possono essere usati per stimare la disponibilità di vento
- Mappe della velocità del Vento e Atlanti:
Le mappe sono state sviluppate a livello Europeo e in alcuni casi anche nazionale. L'Atlante Europeo del Vento è stato prodotto nel 1989 dalla Riso Institute in Danimarca (www.windatlas.dk).
L'Atlante eolico italiano fornisce dati e informazioni sulla distribuzione delle risorse eoliche sul territorio italiano e aiuta a individuare le aree dove tali risorse possono essere interessanti per lo sfruttamento energetico.

Le mappe della velocità media annua del vento sono state rilevate a 25 m sul livello del terreno, a 50 m sul livello del terreno, a 70 m sul livello del terreno

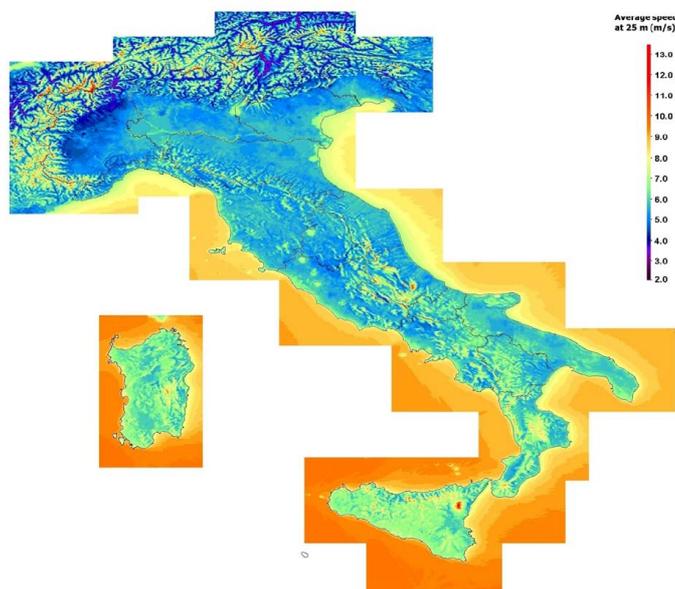


Figura 7.20 : Mappa della velocità del vento a 25 m sul livello del terreno
Fonte : Atlante Eolico d'Italia - CESI

- Software di simulazione
Sono inoltre disponibili diversi modelli previsionali per la stima della velocità del vento.

7.5 Le fasi di sviluppo di un progetto eolico

Lo sviluppo di un progetto eolico di grandi dimensioni necessita di un considerevole periodo di preparazione. Ci sono una serie di fattori da considerare sui quali il progettista non sempre ha il controllo. I passi chiave nello sviluppo di un progetto sono stati sintetizzati di seguito:

5. Ricerca

Il responsabile del progetto dovrebbe iniziare approfondendo la propria conoscenza sulle politiche nazionali nel settore dell'eolico e sulle prospettive di sviluppo. Ciò può essere fatto partecipando a conferenze e a eventi sull'eolico, o diventando membro di network specializzati. Sono anche consigliabili visite ad altre wind farms.

6. Selezione del Sito

La selezione del sito dipenderà dai seguenti fattori chiave:

- a. *Velocità del vento*: questo è il fattore principale, le stime dovrebbero essere svolte usando dati esistenti. Ci saranno prescrizioni sulle velocità minime del vento affinché un progetto si possa concretizzare. In Italia la velocità minima per la realizzazione e la vitalità di un impianto è 4m/s.
- b. *Connessione alla rete (grid connection)*: la capacità di connessione alla rete è fondamentale per la realizzazione di una *wind farm*. Questo aspetto può tuttavia

avere significative implicazioni finanziarie. Precedenti colloqui con l'operatore della rete elettrica sono importanti.

- c. *Piani di sviluppo*: un iniziale esame dei piani di sviluppo locale dovrebbe essere completato per assicurarsi che il sito in questione non si trovi in una zona restrittiva in termini di pianificazione e che ci sia una ragionevole possibilità di poter sviluppare il progetto.
- d. *Proprietà del terreno*: se il responsabile del progetto è anche il proprietario del terreno non sorgono problemi, ma qualora il sito coinvolga altri proprietari devono essere presi accordi iniziali.

7. Analisi della disponibilità di vento

È essenziale fare un'accurata valutazione della velocità del vento del sito. L'indagine sarà condotta in relazione alle disponibilità finanziarie e di tempo del progettista, utilizzando appropriati modelli previsionali o con l'installazione di un anemometro sul luogo (dietro rilascio dei permessi da parte delle autorità locali).

8. Progettazione

Questa è una parte vitale delle fasi dello sviluppo di un progetto eolico e a seconda della dimensione di esso, richiederà un significativo investimento dal responsabile progettuale. Il progettista dovrebbe leggere i regolamenti edilizi attentamente ed è raccomandabile un incontro con l'ufficio di progettazione delle autorità locali prima di sottoporre la domanda. In Italia, il **MINISTERO PER I BENI E LE ATTIVITÀ CULTURALI** ha redatto le *linee-guida* per l'inserimento paesaggistico degli impianti eolici. Esse sviluppano e dettagliano le indicazioni per l'elaborazione e la verifica della *Relazione Paesaggistica*, contenute nell'*Allegato Tecnico* del D.P.C.M. 12/12/2005, ponendo alcuni *principi*, presenti implicitamente anche nel *Codice dei Beni culturali e del Paesaggio* (2004) e nella *Convenzione Europea per il Paesaggio* (2000).

Per l'*Allegato Tecnico* del D.P.C.M. del 12/12/2005 la conoscenza paesaggistica dei luoghi si realizza attraverso l'analisi dei caratteri della morfologia, dei materiali naturali e artificiali, dei colori, delle tecniche costruttive, degli elementi e delle relazioni caratterizzanti dal punto di vista percettivo visivo; attraverso una comprensione dei significati culturali, storici e recenti, che si sono depositati su luoghi e oggetti (percezione sociale del paesaggio); attraverso la comprensione delle dinamiche di trasformazione in atto e prevedibili; attraverso un rapporto con gli altri punti di vista, fra cui quello ambientale.

Riferimenti Normativi

La VIA (Valutazione di Impatto Ambientale) è stata introdotta in Italia a seguito dell'emanazione della Direttiva 337/85/CEE concernente la valutazione dell'impatto ambientale di determinati progetti pubblici e privati. La Direttiva 337/85 è stata successivamente integrata dalla Direttiva 97/11/CE che amplia gli elenchi dei progetti da sottoporre a VIA: la nuova direttiva lascia agli Stati membri la libertà di stabilire una soglia dimensionale, oltre la quale scatta l'obbligatorietà della procedura, o di un esame caso per caso dei singoli progetti.

Lo Stato italiano ha emanato il D.P.R. 12/4/96, e con tale atto viene conferito alle Regioni e alle Province autonome il compito di attuare la Direttiva 337/85/CEE per tutte quelle categorie di opere, elencate in due allegati, A e B, non comprese nella normativa statale, ma previste dalla direttiva comunitaria. Le opere dell'allegato A sono sottoposte a VIA regionale obbligatoria (se queste sono

localizzate in un parco, ai sensi della Legge 6 dicembre 1991, n. 394, la soglia dimensionale è dimezzata); le opere dell'allegato B sono sottoposte a VIA regionale obbligatoria, con soglie dimezzate, solo nelle aree a parco; al di fuori dei parchi sono sottoposte ad una fase di verifica per stabilire la necessità o meno della procedura di VIA.

L'eolico nella VIA in Italia

Tra le opere sottoposte obbligatoriamente a VIA sono inseriti gli impianti industriali per la produzione di energia mediante lo sfruttamento del vento. La normativa statale demanda alle Regioni il compito di regolare in maniera più dettagliata ed esaustiva la procedura di VIA e i doveri, diritti e compiti dei vari soggetti che sono o possono essere coinvolti in questo procedimento. Ogni Regione disciplina, nei limiti e secondo i principi della normativa nazionale, la procedura di VIA relativa a impianti eolici industriali da realizzarsi sul proprio territorio (si rimanda, pertanto ai singoli riferimenti normativi regionali).

Sebbene si tratti di una procedura prevalentemente rivolta a valutare gli effetti di un nuovo progetto sull'ambiente, allo studio dei caratteri e delle problematiche naturali ed ecologiche (morfologia, geologia, idrologia, pedologia, vegetazione, fauna) diverse linee guida comprendono in parte anche alcune indicazioni per lo studio di quelli antropici, relativi alla dislocazione sul territorio delle diverse tipologie insediative e alla loro storia. In genere, tuttavia, negli studi di impatto ambientale, è dedicata attenzione all'analisi visiva a scala vasta dei luoghi, poco a quella dei caratteri paesaggistici, delle permanenze storiche e dei sistemi di paesaggio.

9. Connessione alla rete

Senza una connessione alla rete un campo eolico non sarà in grado di cedere l'elettricità che produce. La legislazione per la connessione alla rete varia da Paese a Paese.

In genere, il progettista deve rivolgersi all'operatore della rete elettrica e redigere una richiesta per la connessione alla Rete. La dimensione di un campo eolico può essere limitato dalla capacità della rete elettrica di ricevere energia aggiuntiva. Potrebbero essere necessarie negoziazioni con l'operatore della rete elettrica.

La modificazione visiva del paesaggio data da un impianto eolico è dovuta agli aerogeneratori (pali, navicelle, rotori, eliche) ma anche alle cabine di trasformazione, alle strade appositamente realizzate e all'elettrodotto di connessione con la RTN (Rete Trasmissione Nazionale). Nella scelta del tipo di struttura (a palo, da preferire, o a traliccio), delle dimensioni e della potenza, occorrerà considerare l'impatto visivo che tale scelta comporta.

10. Le misure necessarie

Allo stato attuale appare necessaria l'adozione di diverse misure per superare le barriere "non tecniche" dell'eolico:

- Dare attuazione alle disposizioni del D.lgs. 387/03: in particolare è fondamentale quanto disposto dall'art. 10 che prevede che la Conferenza Unificata ripartisca l'obiettivo nazionale di sviluppo delle rinnovabili tra le varie regioni, in considerazione delle risorse di fonti energetiche rinnovabili sfruttabili in ciascun contesto territoriale. Sarebbe dunque auspicabile la pronta definizione di obiettivi regionali di diffusione dell'eolico coordinati e coerenti con le scelte di programmazione territoriale. È inoltre fondamentale procedere all'adozione delle Linee guida per lo svolgimento del procedimento autorizzativo semplificato per la costruzione e l'esercizio di impianti alimentati da fonti rinnovabili. Nell'intenzione del legislatore, tali linee

guida sono volte, in particolare, ad assicurare un corretto inserimento degli impianti, con specifico riguardo agli impianti eolici, nel paesaggio.

- Integrazione nel procedimento autorizzatorio semplificato di cui all'art. 12 del D.lgs. 387/03 di procedure parallele quali il rilascio dell'autorizzazione per la realizzazione delle opere di connessione alla rete.

11. Costruzione

La costruzione di un campo eolico (wind farm) è di regola portata a termine da compagnie specializzate in tali operazioni. Progettazione ed edificazione di strade di accesso e fondamenta degli aerogeneratori devono rispettare specifici criteri.

Il trasporto dei generatori eolici necessita dell'esame della rete stradale dal momento che la dimensione dell'attrezzatura da consegnare può rendere necessario un re-allineamento della strada in particolari situazioni.

12. Funzionamento e manutenzione

Una volta costruita, la wind farm può entrare in funzionamento assumendo tutte le necessarie misure di sicurezza e dopo aver completato tutti i controlli. Il funzionamento giornaliero di una wind farm può non necessariamente richiedere personale specializzato a disposizione nel sito. La manutenzione annuale programmata è necessaria per assicurare che gli aerogeneratori siano conformi ai parametri di funzionalità.

7.6 Sviluppo dell'Eolico Offshore

Non sarà trattato qui in dettaglio l'eolico offshore. Ci sono tuttavia significativi sviluppi in quest'area con un numero notevole di nuove installazioni ogni anno. Le installazioni eoliche offshore offrono benefici in merito a: riduzione dell'impatto visivo, capacità di installare macchinari più grandi e più stabili e infine regimi di velocità del vento più alti (nella maggior parte dei casi) ecc. Tuttavia, il sito e le condizioni di lavoro sono più difficoltose e implicano costi di investimento più alti. Numerose ricerche e studi di fattibilità si stanno focalizzando su quest'area. In generale la dimensione degli aerogeneratori installati offshore è maggiore di quella degli impianti sulla terraferma (>3MW).

7.7 Eolico di piccola taglia

Gli aerogeneratori sono generalmente classificati "di piccola scala" quando risultano essere <250kW. L'uso dell'eolico di piccola taglia si focalizza principalmente sugli scenari dove l'elettricità prodotta sarà impiegata nel luogo di produzione e non ceduta alla rete elettrica.

Nel settore dell'eolico di piccola taglia, ci sono oggi in commercio una vasta gamma di prodotti disponibili. Un'importante considerazione progettuale per tali tipi di impianti è l'armonizzazione della dimensione dell'aerogeneratore con il profilo del carico elettrico al sito. Le situazioni più favorevoli per l'installazione dell'eolico di piccola taglia sono quelle in cui è possibile cedere l'energia prodotta alla rete (net metering o smart metering), ciò permette di evitare l'installazione di sistemi di accumulo (batterie) e generatori di emergenza (gruppi elettrogeni). La regolamentazione del net-metering varia da paese a paese dell'UE.

7.8 Potenzialità e capacità nazionale installata

La fonte eolica è una fonte tipicamente non programmabile (circa 1.700 ore all'anno alla potenza nominale con molte calme), che deve essere localizzata nelle aree ove il vento c'è. Per l'Italia le aree

più interessanti sono quelle dell'Appennino meridionale. Le stime circa le potenzialità sono cresciute molto negli ultimi anni, in particolare rispetto ai valori del Libro Bianco del 1999. Secondo uno studio dell'Università "La Sapienza" il potenziale teorico sarebbe pari a 38,5 GW (circa 30 GW in siti con ventosità media < 5 m/s, circa 8,5 GW in siti con ventosità media > 6 m/s), con una produzione pari a 77 TWh; ma il potenziale effettivamente realizzabile (per vincoli socio-ambientali) si riduce in realtà a 12 GW, di cui 3 off-shore, con una producibilità di circa 24 TWh. Altri studi concordano sostanzialmente con queste valutazioni: secondo l'EWEA -Wind Force 12 il potenziale tecnico è di circa 34.000 MW, mentre secondo uno studio dell'ECN (2004, principalmente su dati AIE), il potenziale realizzabile è pari a 17 GW (con una produzione di 22 TWh).

In definitiva, studi nazionali ed europei concordano nel ritenere che, tenendo conto dei vincoli socio-ambientali, difficilmente la produzione effettiva può superare di molto 20 TWh (off-shore compreso). Va però considerato anche che, per un verso, secondo l'ANEV (Associazione Nazionale Energia del Vento) è possibile un obiettivo di potenza eolica intorno ai 10.000 MW già nel 2012 (con una produzione pari a circa 18 TWh), per un altro verso, a fronte dell'attuale richiesta di nuove connessioni per circa 20.000 MW, la previsione Terna per il 2008 è di soli 3.000 MW, in considerazione delle difficoltà di accettazione a livello locale delle installazioni eoliche e delle criticità dovute alla rete elettrica.

Le potenzialità dell'off-shore non sono ancora ben definite, e le stime variano molto: secondo il citato studio dell'Università "La Sapienza" il potenziale realizzabile è limitato a 3 GW (con producibilità di 6 TWh, mentre lo studio ECN (2004) stima un potenziale teorico di circa 10 GW (con una produzione di 14 TWh).

Allo stato attuale i principali risultati dell'evoluzione in questo settore sono riconducibili ad un forte abbattimento dei costi, all'accresciuta affidabilità e alla simultanea crescita della potenza unitaria dei dispositivi di conversione dell'energia eolica in energia elettrica: la taglia di potenza unitaria degli aerogeneratori medi e grandi per applicazioni *onshore* è compresa fra 100 kW e 6 MW con turbine di media taglia (da 100 W sino 1 MW) e di grande taglia (superiore a 1 MW). Il loro impiego tipico è nelle centrali eoliche (*wind farms*).

In Italia, il tipo di aerogeneratore oggi più diffuso è quello a tre pale con taglia compresa fra 600 e 850 kW con una netta prevalenza del valore più alto. In tali macchine l'altezza tipica della torre è di circa 50-60 metri e il rotore è dotato di 3 pale la cui lunghezza è compresa tra 20 e 30 metri. Negli ultimi anni c'è la tendenza ad installare macchine da 1,5 a 2 e ultimamente anche 3 MW, a velocità più o meno variabile con l'accoppiamento di un convertitore di frequenza al generatore elettrico. L'Italia nel mercato eolico ha una collocazione di un certo rilievo, con circa 2.100 MW installati alla fine del 2006, occupando per potenza installata il quarto posto in Europa e il settimo nel mondo, anche se a debita distanza dai Paesi capolista, mentre dal punto di vista industriale e, in particolare da quello della ricerca, il divario che separa l'Italia dalle nazioni del Nord Europa e dagli Stati Uniti è ancora più ampio. Anche in termini di produzione industriale, gli operatori sono pochi e di dimensioni contenute; in Italia, la capacità produttiva annua è limitata a 500-600 macchine di media taglia (850 kW) e vi sono alcune società affermate, anche a livello internazionale, che forniscono prestazioni e prodotti (torri, mozzi, riduttori, trasformatori, cavi, macchinari, ecc.) ai costruttori più importanti.

7.9 Barriere alla diffusione in Italia

Lo sviluppo tecnologico dell'eolico in questi ultimi venti anni è stato tale che gli impianti saranno presto competitivi anche a prescindere dagli incentivi economici. Dalla mancanza di programmabilità e dalla localizzazione in un'area di bassissima densità abitativa e perciò di bassi consumi, deriva una

significativa barriera costituita dalla necessità di interventi sulla infrastruttura elettrica di trasporto di elettricità. Poiché la disponibilità è non programmabile ed anche solo in parte non prevedibile, quando la produzione supererà una certa percentuale, orientativamente attorno al 10% del carico (percentuale che si traduce in 2-3000 MW nelle notti dei fine settimana) il sistema elettrico deve essere pronto ad assorbire sia un picco di produzione che una brusca mancanza di produzione.

Le soluzioni sono teoricamente note ma richiedono infrastrutture costose e una gestione complessa; l'elettricità può essere trasportata verso grandi centri di consumo o impianti di pompaggio, così come alcune centrali di base debbono essere esercite a carico ridotto per costituire una riserva rotante e supplire istantaneamente alle variazioni del vento.

L'utilizzo del pompaggio va in concorrenza nelle ore notturne con le importazioni di energia nucleare a basso costo, inoltre impianti di pompaggio e centri di consumo sono a 600-1000 km di distanza, peggio che in Germania; ugualmente la funzione di riserva rotante è costosa e i nuovi impianti a ciclo combinato sono poco adatti per questa funzione per la quale servono impianti medio-merito a vapore.

Le reti di trasporto, in tutta Europa, sono state progettate per ridurre le distanze fra produzione e consumo e non sono adatte ai trasferimenti su lunghe distanze oggi richieste sia dall'eolico che dagli scambi nel mercato delle borse; non c'è quindi da meravigliarsi se gli ultimi due black-out non siano avvenuti di giorno, per eccessiva domanda come si temeva anni fa, ma di notte, con bassa domanda di energia ma alta domanda di trasporto. Un altro problema molto difficilmente definibile è quello del paesaggio, non tanto per le modifiche apportate quanto per la pervasività e le dimensioni dei parchi eolici. Le installazioni off-shore possono eliminare queste preoccupazioni, e contemporaneamente ridurre il problema dell'intermittenza, per la maggiore stabilità del vento. D'altra parte, gli impianti off-shore richiedono significativi costi aggiuntivi, per le turbine (che devono sopportare situazioni meteorologiche più difficili), per le maggiori difficoltà e costi delle fondazioni, e per le maggiori spese legate alla trasmissione dell'elettricità sulla terraferma e all'allacciamento alla rete.

7.10 Politica, legislazione e supporti governativi

I primi interventi organici a favore delle fonti rinnovabili risalgono ai primi anni '80, quando, con l'emanazione della Legge 29 maggio 1982, n. 308, venne adottato uno strumento legislativo finalizzato espressamente all'obiettivo di un contenimento dei consumi di energia e dell'"utilizzo delle fonti di energia rinnovabile".

Un ulteriore passo verso la promozione delle rinnovabili e la liberalizzazione della generazione di energia elettrica è stata realizzata con le Leggi 9 gennaio 1991, n. 9 e n. 10 e negli atti di normazione secondaria ad esse susseguenti. In particolare la legge 9/91 prevedeva la valorizzazione dell'energia prodotta da fonti rinnovabili o assimilate e ceduta all'Enel, attraverso la previsione di prezzi di cessione incentivati da stabilirsi con delibera del Comitato Interministeriale dei Prezzi (CIP). Questi interveniva con Provvedimento n. 6 del 29 aprile 1992 - meglio noto come CIP 6 - applicabile sia agli impianti esistenti, sia alla nuova energia prodotta da impianti entrati in servizio successivamente al 30 gennaio 1991.

L'incentivazione era finalizzata al recupero accelerato del capitale investito, calcolato attraverso parametri diversi per ogni specifica tipologia di impianto, in modo da favorire le tecnologie non ancora in grado di essere prodotte a prezzi di mercato. In particolare i prezzi venivano determinati sulla base dei costi della produzione elettrica evitati e dei maggiori costi attribuibili alla specifica tipologia di impianto.

Tale sistema di fatto ha contribuito poco allo sviluppo delle fonti rinnovabili ed ha evidenziato delle importanti criticità.

Innanzitutto tale sistema di sostegno, finanziato attraverso una apposita componente tariffaria in bolletta elettrica, si è rivelato particolarmente oneroso in relazione ai benefici ottenuti. In secondo luogo il sistema non è servito a finanziare solamente le fonti rinnovabili in senso stretto, ma soprattutto impianti alimentati da fonti assimilate, ovvero impianti efficienti alimentati da fonti di origine fossile a basso impatto ambientale. La procedura di ammissione agli incentivi è stata comunque sospesa nel 1992. Successivamente l'art. 15 del D.Lgs. 79/99 ha previsto che gli impianti approvati e autorizzati ma non entrati in esercizio entro la data stipulata nelle convenzioni con l'Enel perdessero diritto agli incentivi, così come quelli approvati ma non autorizzati entro il 2000. Il comma 75 della Legge 23 agosto 2004, n. 239 - meglio nota come legge Marzano - è tuttavia intervenuto su questo punto, ammettendo la possibilità per i soggetti destinatari degli incentivi, in caso di mancato rispetto della data di entrata in esercizio dell'impianto, di non perdere il diritto agli incentivi qualora forniscano idonea prova all'Autorità per l'energia elettrica e il gas di avere concretamente avviato la realizzazione dell'iniziativa.

Di seguito il Decreto Legislativo 16 marzo 1999, n. 79, meglio noto come decreto Bersani, ha costituito l'occasione per promuovere un più ampio contributo delle fonti rinnovabili al soddisfacimento del fabbisogno nazionale di elettricità e per rivedere il meccanismo di incentivazione previsto dal provvedimento CIP 6. Le principali misure adottate dal decreto Bersani sono le seguenti:

- garanzia di priorità di dispacciamento per gli impianti alimentati da fonti rinnovabili, per gli impianti qualificati come cogenerativi, nonché per gli impianti CIP 6/92
- priorità all'uso delle fonti di energia rinnovabile nelle piccole reti isolate
- la subordinazione del rinnovo delle concessioni idroelettriche a programmi di aumento di energia prodotta o di potenza installata
- procedure di gara per l'attribuzione di incentivi da parte delle Regioni e delle Province Autonome l'introduzione del sistema di incentivazione dei c.d. Certificati verdi, con l'obbligo imposto alle imprese che producono o importano elettricità da fonti non rinnovabili, di immettere in rete il 2% di energia elettrica prodotta da impianti nuovi o ripotenziati alimentati da fonti rinnovabili entrati in esercizio dopo l'1 aprile 1999.

Il sistema di incentivazione previsto dal decreto Bersani è stato poi rivisto in occasione del recepimento della Direttiva 2001/77/CE, avvenuto con il Decreto Legislativo 29 dicembre 2003, n. 387 il quale rappresenta lo strumento per promuovere l'impiego delle fonti energetiche rinnovabili nella produzione interna di elettricità e conseguire dunque gli obiettivi indicativi nazionali previsti dalla stessa direttiva. Questa considerava un valore di riferimento del contributo del 25%, dell'elettricità prodotta da fonti energetiche rinnovabili al consumo lordo di elettricità entro il 2010 mentre in nota all'Allegato unico, l'Italia dichiarava il "22 % come cifra realistica, nell'ipotesi in cui nel 2010 il consumo interno lordo di elettricità ammonti a 340 TWh". In vista del perseguimento di tale risultato, opportunamente l'art. 10 del D.Lgs. 387/03 prevede che la Conferenza Unificata effettui una congrua ripartizione dell'obiettivo nazionale tra le Regioni tenendo conto delle risorse di fonti energetiche rinnovabili sfruttabili in ciascun contesto territoriale. La stessa Conferenza Unificata può poi aggiornare la ripartizione effettuata in relazione ai progressi delle conoscenze relative alle risorse di fonti energetiche rinnovabili sfruttabili in ciascun contesto territoriale e all'evoluzione dello stato dell'arte delle tecnologie di conversione. La ripartizione dell'impegno nazionale tra le Regioni è sicuramente una misura di grande importanza in quanto contribuisce a responsabilizzare le Regioni lasciandole tuttavia libere nella scelta delle tecnologie ritenute più opportune.

Il decreto reca comunque numerose novità, tra le principali possiamo elencare:

- nuova definizione di fonti rinnovabili
- incremento della quota d'obbligo di elettricità rinnovabile da immettersi nel sistema elettrico nazionale dello 0,35 per cento annuo per il periodo 2004-2006
- individuazione al 31 dicembre 2004 e 31 dicembre 2007 delle scadenze entro le quali devono essere aggiornati gli incrementi della quota minima rispettivamente per i periodi 2007-2009 e 2010-2012
- estensione della validità dei Certificati Verdi a tre anni piuttosto che ad uno solo
- possibilità per il Ministero delle Attività Produttive di adottare, entro sei mesi dalla data di entrata in vigore della legge, un decreto attuativo che innalzi il periodo di riconoscimento dei Certificati Verdi a nove anni, anche mediante rilascio di Certificati su una quota dell'energia prodotta, per gli impianti alimentati da biomassa e rifiuti, con esclusione delle centrali ibride
- regimi specifici per biomasse, il solare e gli impianti di potenza non superiore a 20 kW
- riconoscimento del diritto alla precedenza nel dispacciamento, nell'anno solare in corso, per la produzione imputabile dalle centrali ibride
- istituzione di un sistema di garanzia d'origine delle fonti di elettricità prodotte da fonti rinnovabili
- razionalizzazione e semplificazione delle procedure autorizzative: previsione di un'autorizzazione unica che deve essere concessa dalla Regione o da altro soggetto istituzionale delegato entro 180 giorni dalla data della domanda
- nomina di un Osservatorio sulle rinnovabili

7.11 La fattibilità finanziaria

La fattibilità finanziaria di un progetto eolico dipenderà largamente dal costo al quale sarà prodotto il kWh elettrico. Questo fattore influenza la capacità di un progetto di assicurarsi un contratto di acquisto dell'energia prodotta. Per valutare la fattibilità finanziaria e il costo del kWh prodotto di un particolare impianto eolico, sono richieste le seguenti informazioni:

- produzione annuale di energia dell'aerogeneratore o della wind farm (vedere Formula 2)
- costo dell'investimento
- tasso al quale il capitale sarà recuperato
- costi di funzionamento e di manutenzione
- durata del contratto per la vendita dell'elettricità
- tempo di ritorno dell'investimento.

Boyle (2004) fornisce una serie di equazioni per il calcolo del costo del kWh prodotto. Esse sono le seguenti:

$$\text{Costo unitario dell'energia elettrica} = ((C \times R) + M) / (E)$$

Formula 7.21 : Calcolo del costo unitario di un impianto eolico

dove: C = Costo capitale della wind farm
R = Fattore di recupero capitale/Fattore di rendita
E = Produzione annuale di elettricità
M = Costo di funzionamento e di manutenzione

R è calcolato usando la seguente formula

$$R = x / (1 - (1+x)^{-n})$$

Formula 7.22 : Fattore di recupero capitale/Fattore di rendita

dove: X = tasso annuale richiesto di ritorno
N = numero di anni per il ritorno dell'investimento

Questa è solo una delle tante metodologie che può essere usata. Il modello RETScreen fornisce un metodo più comprensibile per realizzare uno studio di fattibilità di un progetto eolico.

7.12 Caso di studio in provincia di Chieti

Il presente progetto preliminare riguarda la realizzazione di un impianto eolico da 850KW nel territorio comunale di Civitaluparella (CH) costituito da un unico aerogeneratore. L'impianto in oggetto verrà realizzato in località M. Pidocchio a una quota di circa 1300 mt. s.l.m. Il progetto prevede l'installazione di n. 1 aerogeneratore da 850KW e la realizzazione di tutte le opere necessarie per il montaggio, il funzionamento e la manutenzione dell'impianto. Si descrivono di seguito i lavori previsti:

- realizzazione della viabilità occorrente per l'accesso all'impianto; dalla strada comunale Civitaluparella-Montenerodomo si costruirà una pista di cantiere della lunghezza di circa 980 ml. per una larghezza media di 4.00mt. che consentirà l'accesso dei mezzi al cantiere e, a lavori ultimati, servirà per la manutenzione dell'impianto. La strada sarà sistemata con uno strato finale di misto granulare stabilizzante;
- realizzazione delle fondazioni in cemento armato della torre e della cabina di macchina. Queste saranno adeguatamente dimensionate e costruite secondo le vigenti normative in materia sismica;
- installazione di un aerogeneratore della VESTAS mod. V52 da 850KW, completo di torre, rotore e pala e di tutte le apparecchiature elettromeccaniche;
- installazione di cabina di macchina a servizio dell'aerogeneratore e di quella di allaccio alla rete nazionale di energia elettrica. Queste saranno del tipo prefabbricate, omologate per le funzioni da svolgere e saranno allocate direttamente sulle fondazioni in cemento armato. Le cabine saranno complete di tutti i componenti elettromeccanici occorrenti per il perfetto funzionamento dell'impianto;
- realizzazione delle linee elettriche sia interrate che aeree necessarie per il trasporto dell'energia elettrica dall'aerogeneratore fino alla linea elettrica presente in loco;

La realizzazione delle opere sopra descritte consentirà di avere un aerogeneratore per una potenza complessiva di 850 KW.

Per quanto riguarda l'aerogeneratore si è scelti una turbina della VESTAS V52-850 W, è dotata del sistema OptiSpeed™ che permette alle pale di ruotare a velocità variabile. Con il sistema OptiSpeed™ la variazione della velocità di rotazione può raggiungere il 60%.

OptiSpeed™ significa anche migliore efficienza poiché il convertitore trasforma solo l'energia proveniente dal rotore del generatore, che è una piccola parte dall'energia generata dall'intero sistema.

L'energia prodotta dal rotore del generatore è poi trasformata dal convertitore in elettricità per la rete. Grazie al convertitore è possibile eliminare l'utilizzo di energia reattiva proveniente dalla rete. E' comunque anche possibile regolare la turbina per fornire o ricevere energia reattiva dalla rete, se richiesto.

In breve: il sistema OptiSpeedTM ottimizza la resa energetica anche in condizioni di bassa ventosità, e rende più facilmente adattabile l'operatività della turbina ai parametri della rete elettrica. Tra le caratteristiche del sistema scelto è importante il minor livello di rumore che ha la macchina, grazie al basso numero di giri della turbina.

In seguito all'analisi anemologica i dati rilevati da un anemometro installato da più di un anno, si è riscontrata una velocità media del vento pari a 4,4 m/sec. E pertanto si può stimare una produzione nominale di circa 1.400 ore, pertanto si ha la seguente stima di produzione energetica:

$$E = \text{Pot. Impianto} \times \text{ore/annue} \times (\text{Pr} \times \text{V}) = \text{€ } 151.130,00$$

dove:	E	=	importo economico che l'impianto produce in un anno
	Pot. Impianto	=	potenzialità complessiva dell'impianto (1.185 KW);
	Ore/annue	=	ore nominali di funzionamento dell'impianto durante l'anno;
	Pr	=	prezzo di vendita dell'energia elettrica
	V	=	valore del certificato verde.

Ulteriori fonti di informazione

- EU Commission: DG Transport and Energy (New and Renewable Energies) - http://ec.europa.eu/energy/res/sectors/wind_energy_en.htm
- ATLAS Web Site - <http://ec.europa.eu/energy/atlas/home.html>
- EWEA - www.ewea.org / Wind Energy - The Facts o Wind Force 12
- Sustainable Energy Ireland - www.sei.ie
- RES-E Regions Project - www.res-regions.info
- Danish Wind Energy Association (DWEA) (2006a) - [www.windpower.org/Wind Know-How/Guided Tour/Wind/Global Wind](http://www.windpower.org/Wind_Know-How/Guided_Tour/Wind/Global_Wind)
- Wind Works, www.wind-works.org

Riferimenti

Beurskens, J and Jensen, P.H. (2001) - *Economics of wind energy - Prospects and directions*, Renewable Energy World, July-Aug.

Boyle, G. (Ed.), 2004 - *Renewable Energy: Power for a Sustainable Future*, 2nd Edition. Oxford University Press and the Open University. Oxford.

Danish Wind Energy Association (DWEA) (2006a) - *Wind Know-How/Guided Tour/Wind/Global Wind*, in: www.windpower.org. Danish Wind Energy Association, Copenhagen.

Danish Wind Energy Association (DWEA) (2006b) - *Wind Know-How/Guided Tour/Energy Output/Power Curves*, in: www.windpower.org. Danish Wind Energy Association, Copenhagen.

Danish Wind Energy Association (DWEA) (2006c) - *Wind Know-How/Guided Tour/Energy Output/Weibull Distribution*, in: www.windpower.org. Danish Wind Energy Association, Copenhagen.

DCMNR, 2005 - *All-Island Energy Market Sustainability In Energy Supplies: A '2020 Vision' For Renewable Energy*, in: www.dcmnr.gov.ie. Department of Communications, Marine and Natural Resources, Dublin.

DCMNR, 2006 - *Renewable Energy Feed in Tariff (RE-FIT - 2006)*, in: www.dcmnr.gov.ie. Department of Communications, Marine and Natural Resources, Dublin.

Dept. of Environment, Heritage and Local Government (2006) - *Wind Farm Planning Guidelines*. Government Publications, Dublin.

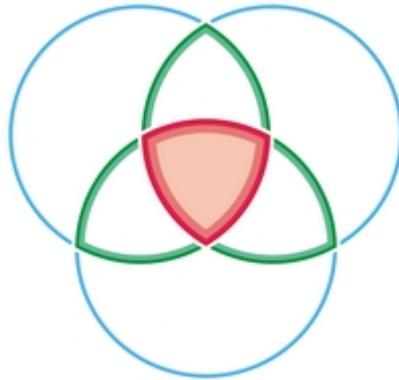
Eirgrid (2006) - *Renewable and Non-Renewable Generators*, in: www.eirgrid.ie.

Eldridge, F.R. (1975) - *Wind Machines*, Mitre Corporation.

ESBI (1997) - *Total Renewable Energy Resource Study in Ireland*. ESBI, Dublin.

European Wind Energy Association (EWEA) 2006a - *Wind Energy: The Facts*, in: www.ewea.org. European Wind Energy Association, Brussels.

- EWEA, 2006. *wind Energy - The Facts*. www.ewea.org. European Wind Energy Association, Brussels.
- Golding, E.W. (1955) - *Generation of Electricity by Wind Power*, London, E & F.N. Spon.
- Hau, E (2000) - *Wind Turbines - Fundamentals, Technologies, Application, Economics*. Springer Verlag, Berlin.
- Met Eireann (2006) - *Weather Map*, in: www.meteireann.ie. Dublin, Ireland.
- Nordex (2006) - *N60 1300MW Brochure*, in: www.nordex.com.
- SEI, (2004) - *Renewable Energy Resources in Ireland for 2010 and 2020*. Sustainable Energy Ireland, Dublin.
- SEI, 2006a - *Wind Speed Mapping*, in: <http://esb2.net.weblink.ie/SEI/MapPage.asp>. Sustainable Energy Ireland, Dublin.
- Surface Power, 2006. <http://surfacepower.com>, Co. Mayo, Ireland.
- Tipperary Institute. Immagini fotografate dallo staff del Tipperary Institute, Thurles and Clonmel, Co. Tipperary, Ireland.
- Wikimedia Foundation, 2006. Varie pagine in Wind Energy Section in: www.wikipedia.org, Florida, USA.



Capitolo

8

ENERGIA IDROELETTRICA

Seamus Hoyne, Tipperary Institute

8. ENERGIA IDROELETTRICA

8.1 Obiettivi

- Comprendere i principi dell'energia idroelettrica
- Familiarizzare con le differenti tecnologie usate per le mini-idro
- Familiarizzare con le fasi previste nello sviluppo di un progetto idroelettrico

8.2 Tecnologia dell'energia idroelettrica

8.2.1 Dimensioni

Esistono differenti taglie di impianto per la produzione di energia idroelettrica. Abitualmente, queste sono classificate in tre livelli (ESHA, 1998):

- Maxi-Idroelettrico. Sono impianti che si sviluppano solitamente a dimensione multi-megawatt (>10 MW). Lo sviluppo sul fiume Aventino in provincia di Chieti è un esempio di ciò, con una capacità di circa 16 MW. Il più grande impianto mai realizzato è il “Three Gorges”, costruito in Cina che ha una capacità di 18,2 GW e costato \$1,200 miliardi (Boyle, 2004). Questi sistemi sono sempre di tipo “grid-connected” (connessi alla rete).
- Mini-Idroelettrico. Sono impianti di dimensione tra i 300 kW e i 10 MW. Anche tali sistemi sono generalmente connessi alla rete elettrica.
- Micro-Idroelettrico. Sono comunemente di dimensione inferiore ai 300 kW e possono essere o meno connessi alla rete elettrica. In molti casi, i sistemi micro-idro più piccoli sono indipendenti dalla rete e forniscono elettricità a unità commerciali o residenziali.

I confini di tali livelli possono cambiare leggermente a seconda della località ma non in modo significativo.

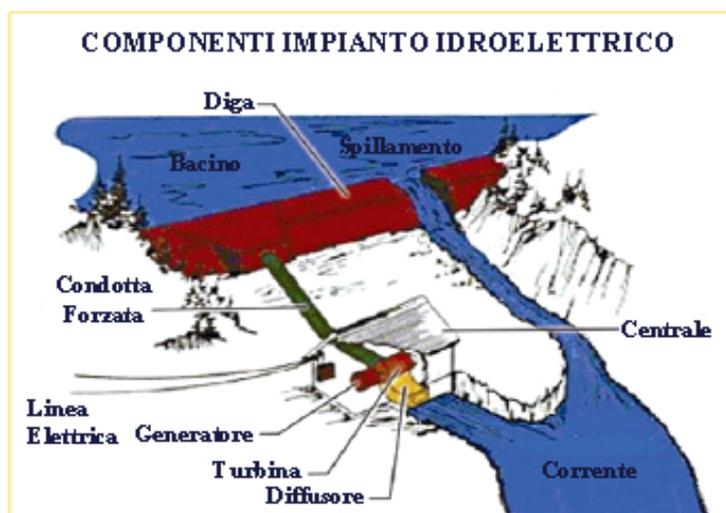


Figura 8.1 : Schema di un impianto idroelettrico
Fonte : Dipartimento delle Risorse Naturali irlandese, 2004

8.2.2 Comprendere l'energia e il potere dell'acqua

L'energia potenziale di un volume di acqua ad una determinata altezza può essere calcolata usando la seguente equazione:

$$\text{Energia Potenziale (kWh)} = M \times g \times H$$

Formula 8.2 : Energia Potenziale dell'acqua

dove: M = massa d'acqua espressa in chilogrammi
g = costante gravitazionale pari a 9.81 m/s^2 (in genere approssimato a 10 m/s^2)
H = salto (o caduta) in metri.

Comunque, per i progetti idroelettrici è spesso più importante calcolare prima la potenza disponibile nel sito, dato che questa definirà la tecnologia da utilizzare.

La potenza per un particolare sito può essere calcolata usando la seguente formula:

$$\text{Potenza (W)} = 1.000 \times Q \times g \times H$$

Formula 8.3 : Potenza teorica dell'acqua

dove: 1.000 = massa di un metro cubo di acqua (kg)
Q = portata dell'acqua (metri cubi per secondo, m^3/s)

La Formula 8.2 presuppone che le turbine siano efficienti al 100% e in condizioni di perfetta funzionalità, ciò non accade mai nella realtà pertanto vengono fatte delle correzioni all'equazione che tengono conto dell'inefficienza delle turbine. Inoltre, approssimando il valore dell'accelerazione di gravità g pari a 10 e esprimendo la potenza in kW l'equazione può essere semplificata come segue:

$$\text{Potenza (kW)} = 10 \times \eta \times Q \times H$$

Formula 8.4 : Equazione della potenza con efficienza della turbina

dove: H = efficienza delle turbine (generalmente tra 80-97%)

Un'ulteriore semplificazione può essere fatta tenendo conto di tutte le perdite nel sistema (turbine, generatore, trasformatore ecc.) per fare un immediato calcolo di massima relativo al sito di installazione.

Tale semplificazione ipotizza una efficienza complessiva del sistema, η , del 50% dando così l'equazione seguente:

$$\text{Potenza (kW)} = 10 \times 0,5 \times Q \times H$$

Formula 8.5 : Equazione della potenza con efficienza del sistema

L'uso di questa equazione può essere riscontrata nell'esempio seguente:

Quale è la potenza di un impianto idroelettrico relativo ad un sito caratterizzato da una portata di $0,15 \text{ m}^3/\text{s}$ e da un salto di 30m ?

$$\text{Potenza (kW)} = 10 \times 0,5 \times Q \times H = 10 \times 0,5 \times 0,15 \times 30 = 22,5 \text{ KW}$$

È molto importante usare la corretta unità di misura quando si usa l'equazione della potenza: la portata di acqua deve essere espressa in metri cubi al secondo (m^3/s) e il salto in metri (m).

8.3 Misurare la portata e il salto

Per selezionare la turbina appropriata per un particolare sito è necessario conoscere la portata dell'acqua e il salto disponibile. Ciò può essere determinato in numerosi modi:

- se il sito aveva precedentemente una turbina idraulica i cui dati sono disponibili;
- alcuni fiumi hanno stazioni di monitoraggio dove possono essere presi i dati da una località vicina;
- il salto può essere misurato usando attrezzature standard di rilevamento;
- la portata dell'acqua può essere misurata usando una serie di metodi; uno di questi consiste nel deviare il flusso in un contenitore del quale si conosce la dimensione, ad esempio un barile, e misurare il tempo impiegato per riempirlo.

Per un particolare sito è importante fornire la Curva di Durata delle Portate (CDP), al fine di dimensionare in maniera corretta l'impianto idroelettrico.

La curva di durata delle portate è solitamente rappresentata da un grafico cartesiano indicante in ascissa la durata, in giorni, ed in ordinata la portata corrispondente.

La curva è usata per valutare la disponibilità anticipata della portata col passare del tempo e conseguentemente la potenza disponibile e l'energia producibile nel sito. Una tipica CDP è illustrata nella Figura 8.6:

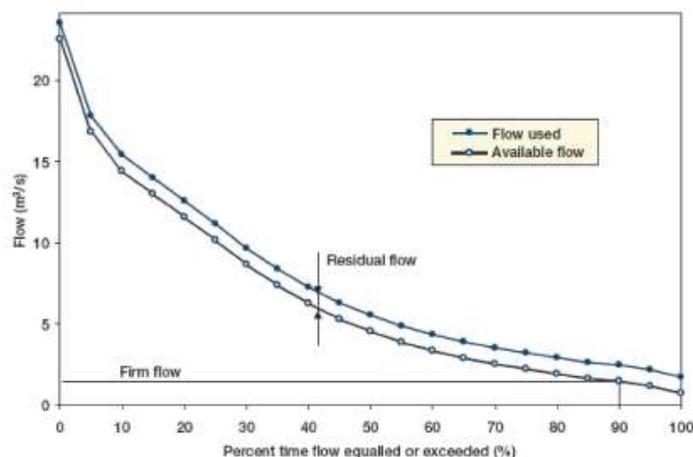


Figura 8.6 : Esempio di Curva di Durata della Portata - CDP
Fonte : Dipartimento delle Risorse Naturali, 2004

Se si ha a disposizione una CDP per un particolare sito generalmente si adotta la media di durata della portata disponibile al livello del 30% per i calcoli iniziali. Una volta che i dati della curva della portata per un sito specifico sono noti, si può determinare la potenza e la produzione di energia per ogni portata usando la Formula 8.5. Questi possono quindi essere sommati per calcolare la produzione annuale totale di energia del sito.

$$\text{Produzione di energia} = 10 \times \eta \times Q \times H \times T$$

Formula 8.7 : Produzione di energia

dove: T = durata di una particolare portata (ore).

Si raccomanda, una volta note le condizioni della portata dell'acqua e del salto di un particolare sito, al responsabile del progetto di cercare pareri esperti per completare le analisi sull'output energetico.

8.4 Breve storia dell'energia idroelettrica

Lo sfruttamento dell'energia cinetica dell'acqua per la produzione di energia risale a molti secoli fa. I primi sistemi furono usati per l'irrigazione, la **ruota idraulica** invece venne realizzata per essere usata nei mulini per la macinazione del grano. Tra il 1650 e il 1800 comparvero diverse tipologie di ruote idrauliche che continuano in alcuni casi ad essere usate ancora oggi.

I tipi di ruote possono essere così classificate:

- da sopra: l'acqua cade sulla ruota dall'alto
- da sotto: la ruota è azionata dall'acqua che scorre al di sotto di essa
- a scalata: l'acqua spinge la ruota da un'altezza mediana con una componente in caduta e una spinta orizzontale.

I progressi fatti nel corso del 1800 videro la ruota idraulica sostituita da nuove turbine collegate a generatori di corrente per la produzione di elettricità. Tra la fine del 1800 e l'inizio del 1900 si assistette all'installazione di impianti idroelettrici che si diffusero in modo significativo. In molti casi l'elettricità idroelettrica fu la prima fonte di energia fornita alle città e alle regioni.



Figura 8.8 : Ruota da sotto
Fonte : Wikipedia, 2006

8.5 Tipi di impianti

Gli impianti idroelettrici sono tipicamente descritti nei seguenti modi:

- per disponibilità di salto dell'acqua (i sistemi possono generalmente essere definiti a basso, medio e alto salto: si definisce basso salto una caduta al di sotto dei 10 m e salto alto una caduta da oltre 100 m ma questi margini non sono definitivi)
- per capacità dell'impianto, espressa in KW
- per tipo di turbine usate
- per luogo e tipo di diga o serbatoio.

Ulteriori definizioni sui tipi di centrali possono essere ottenuti da Commissione Europea (2000):

- *Impianti idroelettrici “a acqua fluente” sfruttano il flusso del fiume quando è disponibile, il periodo di riempimento del suo serbatoio è in sostanza trascurabile. La maggior parte dei piccoli impianti idroelettrici sono a acqua fluente a causa degli alti costi di fabbricazione del serbatoio.*
- *Impianti Idroelettrici a Bacino sono quelli nei quali il serbatoio permette l’accumulo dell’acqua per un periodo di tempo di alcune settimane al massimo. In particolare, tali impianti permettono di accumulare l’acqua durante le ore di minor richiesta (notturne) per permettere alla turbina di operare nelle ore di maggior richiesta (diurne - ore di punta) nell’arco dello stesso giorno o in quelli successivi. Alcuni piccoli impianti idroelettrici rientrano in questa tipologia, specialmente quelli a salto alto con grandi capacità installate (> 1.000 KW).*
- *Impianti Idroelettrici a Serbatoio sono quelli in cui il periodo di riempimento del serbatoio dura diverse settimane. Ciò permette all’acqua di essere accumulata durante i periodi di massima portata per mettere in grado la turbina di funzionare durante i successivi periodi di massimo carico. Dato che il funzionamento di simili impianti richiede la costruzione di bacini molto grandi, praticamente nessun impianto idroelettrico piccolo o micro è di tale tipologia.*

8.6 I tipi di turbine

La scelta della turbina per un particolare sito è legata ad alcune caratteristiche del luogo come il salto e la potenza disponibile. Inoltre, saranno fattori da considerare la velocità di funzionamento del generatore e se si prevede che il sistema dovrà operare a parziali condizioni di portata, per esempio non alla massima efficienza. I tipi di turbine possono generalmente essere divisi in base al salto o alla pressione dell’acqua sulla turbina. Nell’ambito di tale classificazione si possono individuare Turbine a Reazione e ad Azione.

Salto o Pressione	Alto	Medio	Basso
Azione	Pelton Turgo Multi-jet Pelton	Crossflow Turgo Multi-jet Pelton	Crossflow
Reazione	-	Francois Pump-as- turbine	“A elica” Kaplan

Tabella 8.9 : Classificazione delle turbine per salto/pressione

Fonte : Harvey, 1993

Le turbine ad azione hanno i seguenti vantaggi chiave:

- tollerano maggiormente la sabbia e le particelle
- l’accesso e la manutenzione risultano agevoli poiché non sono sommerse
- sono più semplici da realizzare
- hanno profili di efficienza maggiormente stabili

Le turbine ad azione sono adatte per siti che hanno salti alti e modeste portate (inferiori a 50 m³/s). Le Turbine a reazione, in genere, si adattano maggiormente a salti medi. In molti casi questo tipo di turbine hanno il vantaggio di potersi connettere direttamente al generatore dato che funzionano ad una velocità maggiore rispetto alle turbine ad azione. Sono più costose da costruire perché utilizzano pale delle giranti dai profili complessi. Saranno illustrati qui di seguito i principali tipi di turbine.

8.6.1 *La Turbina Pelton - ad Azione*

Il corpo della turbina è formato da un disco con un set di palette con la tipica forma a doppio cucchiaio attaccate attorno al bordo. L'acqua è diretta nelle palette con getti ad alta velocità e l'energia cinetica viene trasferita forzando la girante a ruotare. La dimensione e il volume dei getti di acqua possono essere regolati per variare la produzione di energia.

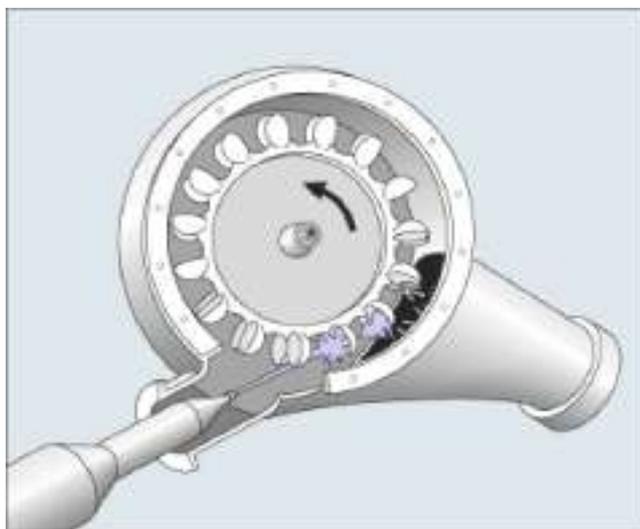


Figura 8.10 : Turbina Pelton
Fonte : Dipartimento di Energia, 2006

Una variante della Turbina Pelton è la Turgo che cambia il design e la direzione delle palette in modo che il getto colpisca tre palette alla volta permettendo una rotazione più veloce rispetto alla turbina Pelton standard.

8.6.2 *La Turbina Francis*

Tali tipi di turbine sono tra le più comuni per installazioni da media a larga scala.

Esse possono operare in corsi d'acqua con salti variabili da appena una decina di metri fino a 300-400 metri. La turbina Francis è caratterizzata da una prima camera forzata a spirale che ha la funzione di uniformare la pressione dell'acqua prima del suo ingresso nel distributore. Il distributore è costituito da una serie di palette direttrici mobili che hanno il compito di assicurare un corretto orientamento dell'acqua in ingresso alla girante. Quando l'acqua giunge alla girante, costituita da una successione di pale fisse, si verifica la trasformazione dell'energia potenziale idrica in energia meccanica. La ruota è costituita da due corone concentriche, l'una esterna e l'altra interna che trascina l'alternatore.

Queste turbine sono spesso chiamate turbine a flusso radiale, l'acqua entra infatti nella girante in direzione radiale mentre lo scarico è assiale.



Figura 8.11 : Turbina Francis connessa al generatore
Fonte : Wikipedia, 2006

8.6.3 Le Turbine “a elica” e Kaplan - A Reazione

Le turbine a elica usano essenzialmente una girante ad elica, molto simile a quelle delle navi, e il flusso dell'acqua è assiale in linea con l'asse del mozzo principale. Questo tipo di turbine sono ideali per situazioni con basso salto, ma con consistente portata. Tecnicamente, al contrario delle turbine Francis, in alcune turbine a elica è possibile regolare l'angolo delle pale, per massimizzare la produzione di energia a seconda delle diverse portate d'acqua e della domanda di energia. Tali turbine sono chiamate Kaplan.



Figura 8.12 : Turbina a elica
Fonte : Wikipedia, 2006

8.7 Selezione delle Turbine

Una volta noti i parametri relativi al salto e alla portata disponibile, si è soliti utilizzare il grafico in Figura 8.13 per determinare la turbina più adatta al sito. In alcuni casi potrebbe verificarsi il caso in cui più tipi di turbina si adatti per il sito in questione. Il responsabile del progetto dovrà procedere alla selezione tenendo conto dei costi, dell'installazione e di altri fattori.

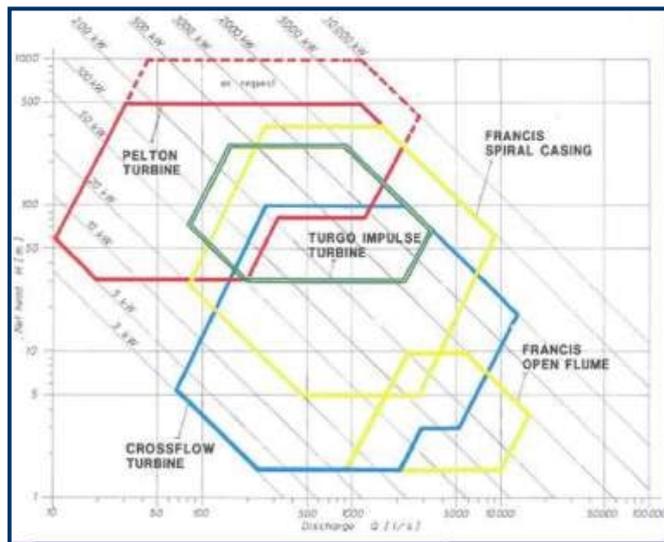


Figura 8.13 : Grafico per la selezione della turbina
Fonte : Cork County Council, 2004

8.8 Componenti dell'impianto

Generalmente i componenti chiave di un impianto idroelettrico sono:

- sorgente: fiume o invaso;
- passaggio/canale: è dove l'acqua viene incanalata per essere condotta direttamente nella turbina, nel modo più efficiente possibile (può essere un tubo o un canale);
- turbina;
- diffusore: è egualmente importante che l'acqua lasci la turbina nel modo più scorrevole possibile; ciò richiede un tubo adeguatamente progettato o un diffusore che asporti l'acqua dalla turbina;
- moltiplicatore di giri: può essere richiesto poiché la rotazione della turbina può essere più lenta rispetto alla velocità alla quale funziona il generatore;
- generatore: per la produzione di elettricità.



Figura 8.14 : Canale per il corso del fiume in un sistema idroelettrico
Fonte : Hoyne, 2006

8.9 Sviluppo di un Progetto

Lo sviluppo di un progetto per un impianto idroelettrico di piccola scala seguirà generalmente i seguenti passi chiave:

- selezione del sito: la scelta del sito più adatto è uno dei passaggi più importanti. In molti casi potrebbe implicare il sopralluogo di siti dove l'energia idroelettrica era prodotta in precedenza, per es. un vecchio mulino. Da questo punto di partenza può iniziare l'analisi dei fattori chiave (salto, portata dell'acqua ecc.).
- scelta della tecnologia: a seconda della configurazione del sito, si procederà alla selezione del tipo di turbina appropriato e dell'impianto da progettare.
- sviluppo del progetto: basandosi sulla tecnologia, sulle caratteristiche del sito, sui supporti a disposizione, andrà sviluppato il business plan di progetto.
- costi e finanziamento: il costo del progetto dipende largamente da: dimensioni dell'impianto, lunghezza del canale, lunghezza delle linee di trasmissione (se è prevista la cessione in rete), condizioni del sito e accessibilità. I costi dovrebbero essere suddivisi in sviluppo, costruzione, attrezzatura e costi di funzionamento, in modo da poter determinare la fattibilità del progetto.
- procedure per permessi e autorizzazioni: l'ottenimento delle necessarie autorizzazioni e dei permessi avviene attraverso diverse procedure; queste includono permessi di costruzione, diritti di proprietà, concessioni sull'acqua e licenze tutte richiedono una pianificazione scrupolosa; una particolare attenzione deve essere rivolta a permessi ed autorizzazioni richiesti dalle autorità responsabili per le risorse idriche e la pesca.

8.10 Potenziale e capacità nazionale

La risorsa idroelettrica, come detto, rappresenta nel 2004 oltre il 75% della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili e resta la più importante delle risorse energetiche interne. Nonostante ciò, il contributo percentuale dell'idroelettrico alla produzione totale di energia elettrica è progressivamente diminuito nel corso degli ultimi anni, attestandosi nel 2004 su una quota inferiore al 12% del totale nazionale.

Le problematiche di impatto ambientale non sembrano consentire uno sviluppo del settore in termini di nuove installazioni, se non per quanto riguarda gli impianti di piccola taglia, in particolare della tipologia ad *acqua fluente* (senza bacino di invaso). Afferiscono a questa tipologia molti degli interventi avviati negli ultimi anni per la realizzazione di nuovi impianti e per il ripristino di impianti abbandonati e tecnologicamente obsoleti.

Un ulteriore aumento della potenza efficiente si potrà determinare a seguito di interventi di ripotenziamento e miglioramento dell'efficienza energetica degli impianti. La situazione italiana è riassunta nella successiva dove si considera soltanto l'energia idroelettrica da apporti naturali (escludendo la produzione da pompaggio). Si vede come, nonostante un incremento sostanzialmente costante della potenza installata, la produzione di energia elettrica, negli ultimi cinque anni, sia stata molto variabile per effetto delle diverse situazioni di idricità.

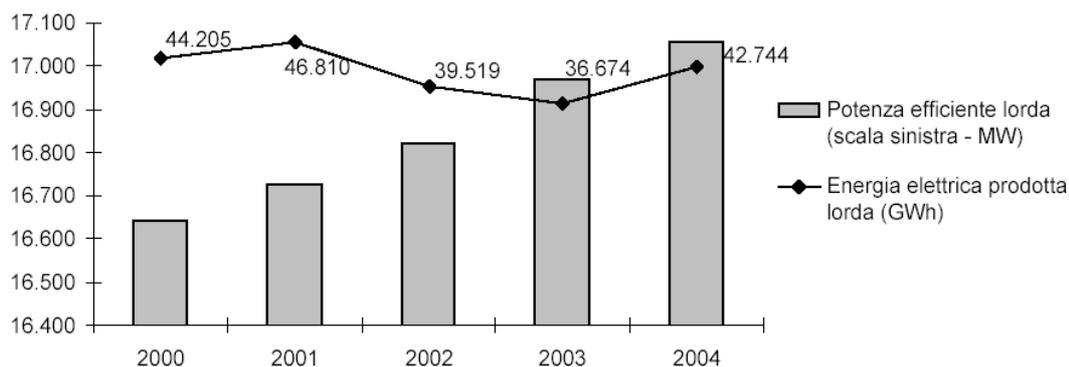


Figura 8.15 : Potenza idroelettrica installata ed energia prodotta. Italia 2000-2004

Fonte: GRTN

8.11 Barriere alla diffusione della tecnologia

Le questioni chiave che limitano lo sviluppo e la costruzione di una centrale idroelettrica sono:

- Disponibilità del sito adatto. In molti casi, al fine di ridurre l'impatto ambientale, la soluzione ideale è quella di utilizzare siti esistenti che possono essere rinnovati e potenziati. In questo modo è possibile approfittare delle opere accessorie esistenti (dighe, canali, diffusori ecc.) e ridurre l'impatto locale. C'è inoltre il beneficio della riduzione di costi capitali. Tuttavia, tali siti sono difficili da trovare e la maggior parte sono già stati sfruttati - in particolar modo gli impianti di piccola taglia (mini e micro) con cessione di elettricità alla rete.
- Permessi e autorizzazioni. A seconda delle caratteristiche del sito e delle condizioni locali, la concessione dei permessi per lo sfruttamento delle acque è difficile da ottenere, soprattutto a causa della necessità di salvaguardare la flora e la fauna dei fiumi. È inoltre importante che il responsabile del progetto tenti di stabilire un contatto il prima possibile con le autorità competenti per superare tali difficoltà.
- Connessione alla rete. Se l'elettricità deve essere ceduta alla rete, come nel caso di impianti eolici, è richiesto un accordo con l'operatore della rete elettrica. A seconda della distanza dalla rete e dalle dimensioni dell'installazione, questa operazione potrebbe avere un costo significativo che potrebbe anche rendere il progetto non realizzabile.

8.12 Supporti Governativi

La tecnologia idroelettrica non beneficia di forme di incentivazione specifiche tuttavia rientra a pieno titolo categoria delle tecnologie incentivate dal sistema dei *Certificati Verdi (CV)* - titolo che certifica la produzione di energia verde. Essi sono la nuova struttura di incentivazione delle fonti rinnovabili dopo la liberalizzazione del settore dell'energia disciplinata dal D.Lgs. 79/99 (cosiddetto decreto Bersani). La precedente normativa faceva capo alle leggi 9 gennaio 1991, n. 9 e n. 10 ed al Provvedimento CIP 6/92: a tale legislazione si riconosce il merito di aver maturato nella collettività la consapevolezza che la produzione di energia rinnovabile o "pulita" non è uno slogan, ma rappresenta un punto focale dello sviluppo sostenibile. Tale normativa conteneva tuttavia la equiparazione ai fini incentivanti delle fonti rinnovabili propriamente dette e di quelle assimilate, di fatto termiche con utilizzo dei reflui: queste ultime, caratterizzate da potenze e costi impiantistici superiori di più ordini di grandezza, hanno esaurito velocemente la capienza economica degli incentivi in conto capitale di tali leggi, penalizzando e ritardando la produzione di vera energia rinnovabile. A tale macro errore del legislatore ha però posto rimedio il decreto Bersani, in cui è scomparso il concetto di fonti assimilate e viene data nuova forma di

incentivazione alle fonti rinnovabili. Esistono diverse tipologie di sistemi di CV, che possono però essere classificate in due grandi categorie:

1. il sistema dei CV con obbligo gravante sui fornitori (produttori e/o distributori) di energia elettrica;
2. il sistema dei CV con obbligo gravante sui consumatori finali.

Nel primo sistema, più diffuso in Italia, i produttori/distributori di energia elettrica ricevono certificati negoziabili in proporzione a quella generata da fonti rinnovabili da loro prodotta/distribuita. Questi certificati possono essere scambiati sul mercato nazionale e garantiscono ai produttori un ricavo aggiuntivo. Questo incentiva gli investimenti in tecnologie per la produzione di energia da fonti rinnovabili e garantisce una diffusione dell'utilizzo di quest'ultima.

I produttori/distributori i cui livelli di produzione/distribuzione sono caratterizzati da una scarsa percentuale di energia elettrica generata da fonti rinnovabili, rispetto all'obbligo imposto, hanno tre possibilità per adempiere all'obbligazione:

1. possono costruire nuovi impianti per la generazione di energia da fonti rinnovabili e ottenere così i certificati per l'energia prodotta;
2. possono acquistare fisicamente elettricità generata da fonti rinnovabili e, di conseguenza, i relativi certificati;
3. possono acquistare i certificati, se questi sono negoziabili, senza dover acquistare fisicamente elettricità generata da fonti rinnovabili.

Il mancato adempimento all'obbligo quantitativo comporta una sanzione pecuniaria.

La definizione di un meccanismo sanzionatorio è necessaria per garantire l'esistenza di un incentivo per i soggetti obbligati ad adempiere all'obbligazione. Il prezzo dei certificati dipende dalla scarsità di infrastrutture per la produzione di energia rinnovabile e dalla percentuale di energia rinnovabile richiesta. Nel definire l'obbligo, lo Stato deve anche stabilire quali tecnologie per la produzione di energia rinnovabile, tra cui rientra a pieno quella idroelettrica, possono rientrare nel sistema.

8.13 Fattibilità Finanziaria

I maggiori costi di investimento per un impianto idroelettrico riguardano le opere di ingegneria civile. Diversi studi hanno dimostrato che, generalmente, i costi per la realizzazione di un piccolo impianto oscillano tra i € 1.570 e i € 3.150 per kW (Hall *et al*, 2003 and ETSU, 1999). Hall *et al*, in particolare, evidenzia il fatto che tali costi sono relativi soprattutto alle opere di ingegneria civile e a quelli sostenuti per la salvaguardia dell'ambiente. È stato notato che i costi per l'ingegneria civile gravano per il 65-75% dei costi totali e quelli ambientali o sostenuti per il rilascio delle autorizzazioni per il 15-20%. La restante percentuale è formata dai costi di attrezzatura e da quelli per le turbine. La fattibilità di un progetto può essere valutata calcolando il costo medio per kWh generato nel sito e paragonandolo con il prezzo di contratto che potrebbe essere stabilito per la vendita di elettricità. Ciò può essere calcolato usando la seguente formula:

$$\text{Costo (€ / kWh)} = [(C \times R) + M] / (E)$$

Formula 8.16 : Costo del kWh prodotto da un impianto idroelettrico

dove: C = costo capitale di un impianto idroelettrico
R = fattore di annualità
E = produzione annuale di elettricità
M = costo di funzionamento e di manutenzione.

R è calcolato usando la seguente formula:

$$R = x / [1 - (1 + x)^{-n}]$$

Formula 8.17 : Calcolo del fattore di annualità

dove: X = tasso annuale di ritorno dell'investimento
N = numero di anni per il ritorno dell'investimento

Questa è chiaramente solo una delle metodologie che possono essere usate. Gli investitori potranno adottare le metodologie che riterranno più appropriate per la valutazione della fattibilità di un progetto.

8.14 Casi di studio

8.14.1 *Caso di studio europeo*

Viene ora presentato uno studio di fattibilità per l'installazione di una centrale idroelettrica nel sito in Co. Sligo (Irlanda). Lo studio è stato realizzato da R.G. Parkins & Partners per conto della Curry Water Mill Restoration Group (RG Parkins, 1998).

Nel sito era già presente una infrastruttura e l'energia dell'acqua veniva sfruttata in un mulino. L'analisi dei dati esistenti e la ricerca di altre informazioni sul sito, indicarono i seguenti dati chiave:

- portata idrica media: 2,1 m³/s
- salto: 2,7 m

Dall'analisi della Figura 8.17 e della Tabella 8.9, si evidenzia che la scelta più appropriata per la turbina, sembrerebbe la Kaplan o la turbina Cross Flow. Le valutazioni sulla produzione di energia indicano che la produzione annuale totale dovrebbe essere di 190.800 kWh per anno. I costi totali di investimento accertati sono di € 150.000 mentre i costi di gestione e manutenzione sono stati stimati in 2.160 €/anno. L'analisi economica, usando la Formula 8.16, è stata fatta per determinare il costo del kWh prodotto, ipotizzando un tasso di sconto dell'8% su un periodo di 15 anni. Il risultato è un costo unitario di produzione medio di 0,103 €/kWh.

Dalla comparazione di questo dato, con i prezzi di cessione dell'energia alla rete elettrica, si evince che senza contributi in "conto capitale" o "conto energia", l'impianto risulta economicamente non conveniente.

8.14.2 *Casi studio locali*

Sul territorio della provincia di Chieti sono presenti diversi impianti idroelettrici, di cui quelli di maggiore importanza sono situati sui fiumi principali, ovvero il Sangro e l'Aventino: vengono infatti sfruttati due grandi invasi, il lago di Bomba e quello di Casoli. La produzione annuale di energia degli stessi impianti idroelettrici è pari a circa 2.500 GWh.

La Tabella 8.18 presenta la situazione dell'idroelettrico nel Chietino.

Centrale	Area	Potenza installata (MW)	Proprietà
Villa Santa Maria	Villa Santa Maria	230	ENEL
Triano	Chieti	150	ENEL
Aventino	Taranta Peligna	10	ERGA
Lama dei Peligni	Lama dei Peligni	2	ERGA
Sant'Angelo	Altino	58,4	ACEA
De Cecco Verlengia	Taranta Peligna	9	Privato
De Cecco	Fara San Martino	4,5	Privato
Lanifici Merlino	Taranta Peligna	0,6	Privato
TOTALE		464,5	

Tabella 8.18 : Potenza idroelettrica installata in Provincia di Chieti

È bene notare che la produzione di energia elettrica della provincia di Chieti è generata principalmente proprio dagli impianti idroelettrici presenti, mentre la centrale di Sant'Angelo produce energia per utenti localizzati fuori Regione. La Tabella 8.19 mette in evidenza, invece, la situazione della provincia di Chieti per ciò che concerne gli impianti mini-idro presenti e le caratteristiche tecniche.

Comune	Villamagna	Lama dei Peligni	Tufillo	Celenza sul Trigno	Vacri	Puglieta	Villamagna	Altino	Schiavi d'Abruzzo
Località	-	-	-	-	San Vincenzo	-	-	-	c/o Trivento
Zona	Suburbana	Rurale	Suburbana	Suburbana	Suburbana	Suburbana	Suburbana	Rurale	Suburbana
Bacino ideologico	Foro	Sangro	Trigno	Trigno	Foro	Sangro	Foro	Sangro	Trigno
Corso d'acqua	Foro	Aventino	Trigno	Trigno	Foro	Sangro	Foro	Sangro	Trigno
Salto di concessione (m)	7,7	6	5,5	9,2	14,5	4,9	4,2	6,2	11,4
Portata di concessione (m ³ /s)	1	0,45	3,3	0,883	1,4	1,2	0,85	1	1
Portata max di conc. (m ³ /s)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Potenza di concessione (kW)	75,5	26,5	178	80	200	57,7	35	60,8	112
Tipo di turbina	Crossflow	Crossflow	Propeller / Kaplan	Crossflow	Spiral Francio	Pit Turbine	Propeller / Kaplan	Crossflow	Crossflow
Diametro (mm)	-	-	-	-	-	1700	-	-	-
Potenza (kW)	60	68	142	72	114	819	33	49	90
Portata nominale (m ³ /s)	1	1,45	3,3	1	1	19,15	1	1	11
Costo impianto (kEU)	74	82	149	86	126	835	42	60	103
Costo annuo O+M (kEU)	3,7	4,1	7,4	4,3	6,3	35	2,1	3	5,2
Costo per kWh installato (EU/kWh)	1217	1200	1044	1192	1104	1019	1275	1241	1156
Nuova portata di conc. (m ³ /s)	-	1,36	-	-	-	13,92	-	0,8	-
Nuova potenza di conc. (kW)	-	80	-	-	-	669	-	48,7	-
Produzione annua (GWh/y)	0,25	0,28	0,69	0,29	0,26	4,14	0,13	0,2	0,36
Costo per kWh (EU/kWh)	0,0468	0,0461	0,0334	0,0458	0,0424	0,0298	0,049	0,0477	0,0444
Pay-back period (y)	5,1	5	3,4	5	4,5	3,1	5,4	5,2	4,8
Internal rate of return (IRR)	16,9	17,3	25	17,5	19,7	26,8	15,6	16,3	18,3
Net present value (kEU)	31	37	168	40	76	983	15	24	54
Fonte di informazione	ENEL	ENEL	ENEL	ENEL	ENEL	ENEL	ENEL	ENEL	ENEL
Note	Private Owner	Private Owner	Private Owner	ENEL	ENEL	ENEL	ENEL	ENEL	ENEL

Tabella 8.19 : Impianti mini-idro in Provincia di Chieti

Ulteriori fonti di informazione

- BC HYDRO (2002) - *Handbook for Developing Micro Hydro in British Columbia*, in: www.bchydro.com/rx_files/environment/environment1834.pdf
- Food Administration Office (FAO) (2002) - *Fish Passes: Design, dimensions and monitoring*. Rome, Italy.
- Fraenkel, P. & al., *Hydrosoft (1997): A software tool for the evaluation of low-head hydropower resources*, HYDROENERGIA97 Conference Proceedings, p. 380.
- International Hydropower Association, International Commission On Large Dams, Implementing Agreement On Hydropower Technologies And Programmes, International Energy Agency, Canadian Hydropower Association (2000) - *Hydropower and the World's Energy Future, The role of hydropower in bringing clean, renewable, energy to the world*.
- Leckscheidt, J. & Tjaroko, T. (2002), *Overview of mini and small hydropower in Europe*, in: www.ecasean.greenippnetwork.net/documents/tobedownloaded/knowledgemaps/KM_overview_small_hydro_Europe.pdf

Internet sites:

Fornitori di turbine:

- www.standruckmaschine.de
- www.ritz-atro.de
- www.hydromatrix.at
- www.hydrogeneration.co.uk
- www.zaber.com.pl
- preso.wanadoo.fr/michel.fonfrede/63cf/rouerm.htm

Generale:

- www.esha.be
- www.europa.eu.int
- www.microhydropower.net
- www.microhydropower.net/link.php

Riferimenti

Boyle, G. (Ed.), 2004 - *Renewable Energy: Power for a Sustainable Future*, 2nd Edition. Oxford University Press and the Open University. Oxford.

Cork County Council (2006) - *SPLASH Energy Potential Calculator*. Cork County Energy Office, Mallow, Cork.

DCMNR, 2005 - *All-Island Energy Market Sustainability In Energy Supplies: A '2020 Vision' For Renewable Energy*, in: www.dcmnr.gov.ie, Department of Communications, Marine and Natural Resources, Dublin.

DCMNR, 2006 - *Renewable Energy Feed in Tariff (RE-FIT - 2006)*, in: www.dcmnr.gov.ie, Department of Communications, Marine and Natural Resources, Dublin.

Dept of Energy (2006) - *Microhydropower System Turbines, Pumps, and Waterwheels*, in: www.eere.energy.gov, Dept of Energy, USA.

Dept of Natural Resources (2004) - *Clean Energy Project Analysis: Retcreen® Engineering & Cases Textbook: Hydro Chapter*, in: www.retscreen.net, Montreal, Canada.

ESBI , 1997. *Total Renewable Energy Resource Study in Ireland*. ESBI, Dublin.

ESHA (1998) - *Layman's Handbook on how to develop a small hydro site*, Brussels, Belgium.

ESHA (2006) Photo Gallery in: www.esha.be.

ESHA, BLUE AGE (2001) - *Strategic Study for the development of small hydro power in the European Union (Altener project)*, Brussels, Belgium.

ETSU, (1999) - *New and Renewable Energy: Prospects in the UK for the 21st Century: Supporting Analysis (ETSU R-122)*, in: www2.dti.gov.uk/renew/condoc/support.pdf

EUROPEAN COMMISSION (2000), *Small hydroelectric plants - Guide to the environmental approach and impact assessment*. Solutions in Energy Supply, EC ENERGIE Programme, Brussels, Belgium.

Hall, D.G. et al (2003) - *Estimation of Economic Parameters of US Hydropower Resources*. Idaho National Engineering and Environmental Laboratory (INEEL/EXT-03-00662), in: <http://hydropower.inl.gov/resourceassessment/index.shtml>.

Harvey, A. (1993) - *Micro-Hydro Design Manual - A guide to small-scale water power systems*. International Technology Publications, London.

Innovation Energie Development (IED) (2000) *Spatial Plans and Local Arrangement for Small Hydro (SPLASH) Altener Project*. Franceville, France.

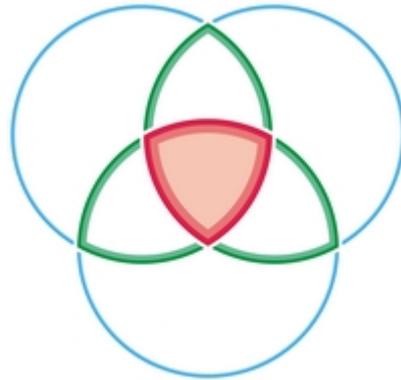
Healion, K. (2006) - *Personal Communication*.

Innovation Energie Development (IED) (2000) - *Spatial Plans and Local Arrangement for Small Hydro (SPLASH) Altener Project*. Franceville, France.

RG Parkins (1998) - *Feasibility Study for Proposed Hydro Electric Generation Scheme*, Curry, Co. Sligo. WREAN, Enniskillen.

Tipperary Institute. Immagini fotografate dallo staff del Tipperary Institute, Thurles and Clonmel, Co. Tipperary, Ireland.

Wikimedia Foundation, 2006. Varie pagine in Wind Energy Section in: www.wikipedia.org, Florida, USA.



Capitolo

9

DIGESTIONE ANAEROBICA

Clifford Guest, Tipperary Institute

9. DIGESTIONE ANAEROBICA

9.1 Obiettivi

- Comprendere i principi generali della Digestione Anaerobica (DA)
- Acquisire consapevolezza circa l'uso attuale della DA a livello globale, nell'UE e in Italia
- Comprendere le condizioni di base dei processi di Digestione Anaerobica
- Acquisire la capacità di fare un calcolo di massima sul dimensionamento degli impianti
- Comprendere il grado di potenzialità della DA in Italia

9.2 Digestione anaerobica (DA)- Scenario

9.2.1 Che cos'è la digestione anaerobica?

La digestione anaerobica è un processo naturale durante il quale i batteri trasformano il carbonio presente nel materiale organico. Questo processo produce un composto di metano e diossido di carbonio chiamato biogas. Il processo avviene unicamente in assenza di ossigeno, da questo il termine "anaerobico", letteralmente "senza aria". La digestione anaerobica avviene naturalmente nei sedimenti dei fondali di laghi e stagni, nei pantani e negli intestini di animali ruminanti come i bovini.



Figura 9.1 : Impianto DA "Farm Scale"
Fonte : Tipperary Institute



Figura 9.2 : Impianto DA Centralizzato
Fonte : Tipperary Institute

Questa capacità dei batteri di produrre metano dal materiale organico può essere sfruttata in impianti di digestione anaerobica specificatamente costruiti. Al centro di questi impianti si trova il serbatoio digestivo (un serbatoio ermetico nel quale ha luogo la digestione).

Il digestore (o reattore anaerobico) immagazzina la materia organica e produce biogas e *digestate*. Il *digestate* consiste principalmente in fibra e acqua molto ricca e nutriente.

Il *digestate* passa attraverso un separatore che divide la frazione di fibra dal liquido.

La frazione liquida è composta da un fertilizzante liquido che contiene preziosi nutrienti d'azoto, fosforo e potassio, più facilmente sfruttabile rispetto al fango non digerito.

La fibra può essere trasformata per produrre concime organico di alta qualità, un condizionatore del suolo ricco e nutriente, con proprietà simili alla torba per i prodotti orticoli. Il biogas può essere usato per produrre calore per mezzo di una caldaia a gas, per produrre energia elettrica e per riscaldare usando un motore e un generatore, o può essere usato come combustibile per veicoli. Un impianto di digestione anaerobica produce tre prodotti principali: energia, fertilizzante liquido e fibra per il

compost. Gli impianti di digestione anaerobica possono operare su diverse scale. Gli impianti di digestione "On-farm" trattano generalmente letame reperibile nelle fattorie e in altri co-substrati.

Il Biogas può essere bruciato in una caldaia come integrazione alle esigenze di riscaldamento di una fattoria o di una abitazione, o può essere usato in un processo di cogenerazione (CHP Combined Heat and Power).

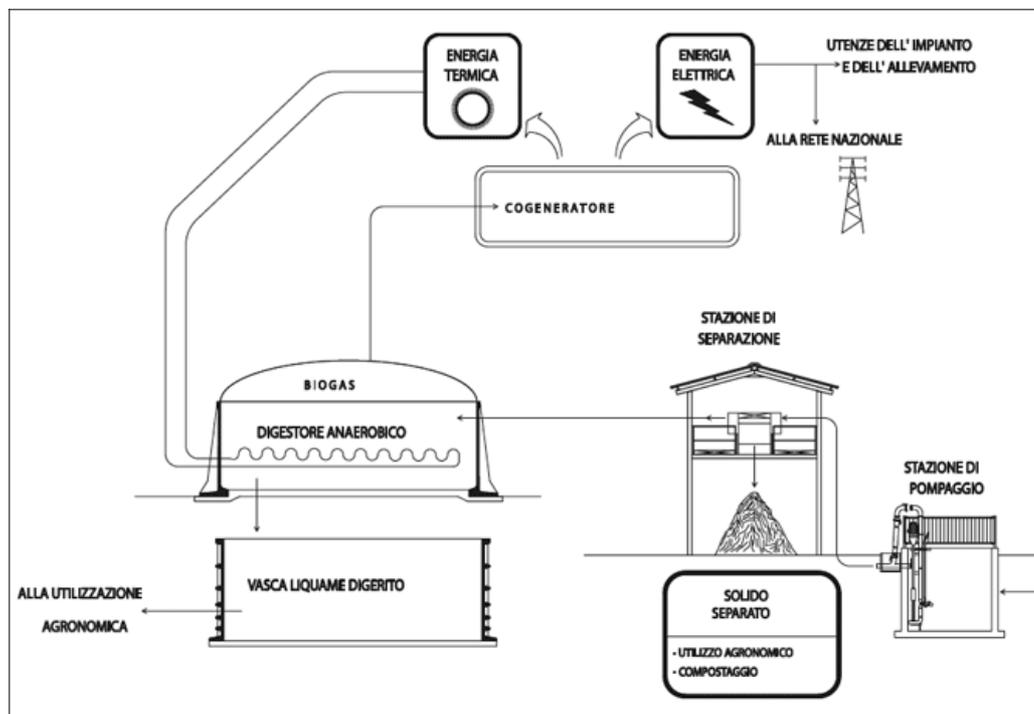


Figura 9.3 : Componenti base di un impianto DA

I digestori anaerobici su larga scala, nei quali la materia organica proviene da varie fonti, sono chiamati "Impianti di Co-digestione" ("Joint Biogas Plants") o "Impianti di Biogas Centralizzati". Il Biogas proveniente da tali impianti alimenta un sistema CHP; l'elettricità generata finisce nella rete nazionale, mentre il calore è usato localmente.

9.2.2 Benefici della digestione anaerobica

Esistono numerosi benefici associati ai sistemi agricoli di digestione anaerobica, i quali includono:

- La riduzione dell'odore di circa l'80%. I composti che producono cattivi odori sono trasformati in metano e diossido di carbonio dall'azione dei batteri anaerobici.
- La produzione di energia locale rinnovabile e la riduzione delle emissioni di gas serra provenienti dai combustibili fossili.
- La riduzione dei livelli patogeni e dell'insilato (stoccata in silos) d'erba dovuta alle alte temperature impiegate. Gli impianti DA, che cadono sotto la regolamentazione dei prodotti animali dell'UE (1774/2002), devono essere adattati con unità di pastorizzazione che operano a 70°C.
- Il miglioramento nella proporzione dei nutrienti immediatamente disponibili per l'assorbimento delle piante. Durante il processo di digestione i nutrienti sono mineralizzati così, ad esempio, l'azoto, che era legato nel materiale organico, si converte in forma di ammonio.

9.2.3 *Uso corrente della DA, a livello globale e nell'UE*

I piccoli impianti di biogas che trattano i rifiuti domestici o animali sono largamente usati in Cina e in India. Questi impianti hanno generalmente piccole dimensioni e un costo di progettazione basso. Fin dagli anni Settanta la Cina sta promuovendo l'uso di digestori anaerobici sotto terra, su scala individuale e domestica, per trattare i rifiuti organici e rurali. Ci sono approssimativamente cinque milioni di famiglie in Cina che usano digestori anaerobici (Henderson).



Figura 9.4 : Digestione su piccola scala in India
Fonte : Wikipedia 2006



Figura 9.5 : Digestione su piccola scala in Cina
Fonte : Wikipedia 2006

Un crescente numero di Paesi in Europa ha intrapreso la strada dello sviluppo degli impianti di biogas. Fra loro figurano la Danimarca, la Svezia e la Germania.

Danimarca

L'industria della DA in Danimarca ha due settori distinti, gli impianti di Digestione Anaerobica Centralizzati su larga scala (DAC) e più di 50 impianti "Farm Scale". È nel settore degli impianti DAC che la Danimarca è diventata leader a livello internazionale e ha raggiunto una considerevole esperienza attraverso programmi mirati di supporto, la condivisione di informazioni, la formazione tecnica e l'impegno nella ricerca e lo sviluppo.

Ci sono attualmente 22 impianti DAC che operano in Danimarca (il numero più grande presente in Europa) con una capacità di digestione che varia da 540m³ a 6.900m³ ed una capacità giornaliera che varia da 50-500 tonnellate di substrati di biomassa al giorno (Hjort-Gregersen, K. 1999). Approssimativamente l'80% della biomassa in questi impianti è costituita da concime (principalmente letame) co-digerito con un 20% di rifiuti organici derivanti dai residui dell'impianto e dai rifiuti agro-industriali. Il biogas è usato principalmente per la cogenerazione (produzione di energia elettrica e termica), con il calore generato che viene utilizzato localmente per il riscaldamento dell'area.

La spinta iniziale alla nascita della DA in Danimarca è stata la volontà di sviluppare delle energie alternative nel contesto delle prime crisi petrolifere degli anni Settanta.

Lo sviluppo iniziale si ebbe con la costruzione, nel 1975, dei primi impianti nelle fattorie mentre il primo impianto DAC fu costruito nel 1984 (NIRAS, 2000). Nel 1987, con la partenza di un programma di sviluppo dimostrativo cui fecero seguito altri programmi, ebbe inizio un primo piano di azione con l'intento di sviluppare gli impianti di biogas centralizzati, tutto ciò ha fatto in modo che questa esperienza sia stata raccolta e divulgata a tutti i soggetti coinvolti nell'industria. Tutti gli impianti hanno ricevuto dei contributi per l'investimento che variavano dal 30-40% alla fine degli anni '80 fino al 20% attuale. L'obiettivo, ora, è raggiungere ulteriori profitti economici in modo tale che i nuovi impianti siano costruiti senza bisogno di aiuti statali.

Le altre aree chiave per avere un ulteriore sviluppo sono state identificate in (Seadi T, 2001):

- riduzione del costo degli impianti
- migliorata affidabilità operativa e miglior controllo degli impianti
- un più alto rendimento del gas per m³ di materia prima
- formazione dei gestori e del personale degli impianti.

Svezia

Ci sono sette impianti in aziende agricole in Svezia e 10 impianti di co-digestione.

La biomassa usata in questi impianti DAC deriva soprattutto da fonti separate di rifiuti solidi urbani e rifiuti organici provenienti dall'industria. Il concime animale è stato fino ad oggi una frazione minore del substrato. C'è un'esperienza e un interesse significativo nell'utilizzare il biogas come combustibile per i veicoli in Svezia. Nel 2001 quattro dei dieci impianti di co-digestione hanno migliorato il biogas prodotto e lo hanno utilizzato come combustibile per veicoli. In due di questi impianti, Uppsala e Linköping, il combustibile per veicoli era la forma principale di utilizzo del gas (WFE-net V, 2000). Inoltre, ci sono 24 località in tutto il Sud della Svezia dove il biogas è disponibile nelle stazioni di rifornimento. Circolano almeno 4.000 veicoli a biogas inclusi gli autobus delle autorità locali. La promozione del biogas come modello di combustibile per veicoli è coperta da specifiche indicazioni di qualità svedesi (Da Costa Gomez, C. 2006).

Germania

La Germania ha attualmente il numero più alto in Europa di impianti di biogas in aziende agricole. Le stime dell'Associazione Tedesca di Biogas indicano che ci sono approssimativamente 2.700 impianti in fattorie, 400 piccole e medie imprese che offrono servizi di settore e più di 8.000 persone che lavorano nel settore del biogas (Da Costa Gomez, C. 2006). La ragione chiave per cui il settore del biogas è cresciuto in maniera così sostanziale in Germania è il generoso "sostentamento" delle tariffe elettriche. Se il potenziale energetico delle colture dedicate e dei residui agricoli fosse utilizzato appieno si valuta che produrrebbe 430 PJ/anno e circa 33 TW/ore di energia elettrica (Hartmann, 2002). Basandosi su queste cifre si registra un potenziale occupazionale in grado di impiegare più di 100.000 persone in Germania nel settore del biogas.

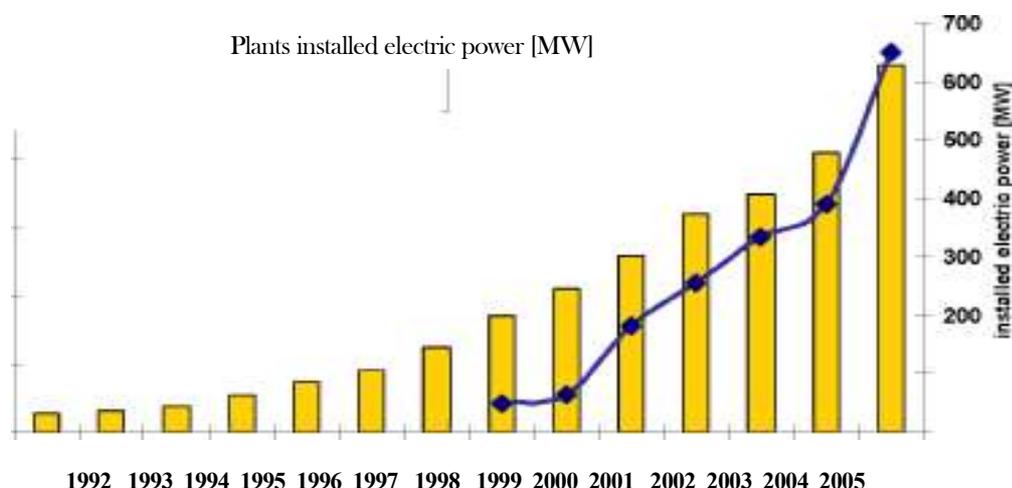


Figura 9.6 : Impianti di biogas e potenza installata in Germania
Fonte : German Biogas Association, 2004

9.3 Digestione anaerobica - Condizioni di processo

9.3.1 *Temperature operative*

Ci sono tre principali fasce di temperature all'interno delle quali l'attività dei batteri (psicrofili, mesofili e termofili) è molto produttiva:

- Psicrofilo (<30°C): Questo è il range di temperature più bassa ed è usata nei piccoli impianti a basso costo costruiti in prevalenza nei Paesi in via di sviluppo dove, generalmente, la temperatura dell'ambiente circostante è l'unica fonte di calore.
- Mesofilo (30°C-40°C): Questa scala di temperatura è maggiormente indicata per i digestori delle aziende agricole dato che è meno sensibile ai cambiamenti di temperatura e del substrato. I sistemi mesofili richiedono tempi di ritenzione di 15-30 giorni.
- Termofilo (40°C-55°C): Questa temperatura più alta è preferita negli impianti di biogas di dimensioni maggiori dove sono disponibili attrezzature di monitoraggio e operatori specializzati. I batteri attivi trasformano rapidamente la materia organica il che significa tempi di ritenzione più brevi, di conseguenza è possibile utilizzare serbatoi più piccoli.

Questi sistemi sono più sensibili ai cambiamenti e richiedono un contributo di energia più elevato ed un livello di monitoraggio maggiore.

9.3.2 *Periodo di ritenzione (durata del processo digestivo)*

È il periodo in cui il substrato rimane all'interno del digestore. Il tempo di ritenzione richiesto dipende dalla temperatura di funzionamento. Un impianto a temperatura psicrofila richiede un tempo di ritenzione più lungo mentre un impianto a temperatura termofila richiede un tempo minimo.

9.3.3 *Condizioni dell'umidità*

I batteri richiedono un contenuto di umidità nel substrato di almeno il 50% (DGS, Ecofys 2005).

- pH
Il livello ottimale di pH nel digestore è di 7.5. molta attenzione va posta al mantenimento del livello corretto di pH in particolare quando si aggiunge biomassa supplementare come i rifiuti alimentari.
- Carico organico
I batteri che trasformano il materiale organico nel substrato hanno bisogno di un carico organico minimo per sopravvivere. Il carico organico agisce come nutrimento, ma se viene posto nel digestore troppo materiale organico i batteri possono essere nutriti eccessivamente. Il carico organico dovrebbe essere tra i 0.5 kg ed i 5 kg di Materiale Organico (MO) per m³ al giorno (MO/m³/giorno).
- Mescolamento
L'azione del mescolare è necessaria per: mantenere corretto il gradiente termico; mantenere un approvvigionamento di substrato omogeneo ed equilibrato per i batteri; prevenire solidificazioni ed evitare la formazione della crosta. Il Biogas affiorerà solamente se c'è meno del 5% di materia asciutta nel substrato.
- Condizioni compatibili
I batteri nel digestore non reagiscono bene a cambiamenti repentini nel loro ambiente. L'aggiunta di substrato fresco dovrebbe essere fatta gradualmente, specialmente se esso ha un carico organico alto o un livello di pH superiore o inferiore alla norma.

Materiali	m ³ biogas/t SV
Deiezioni animali (suini, bovini, avi-cunicoli)	200 - 500
Residui colturali (paglia, coltetti barbabietole, ecc.)	350 - 400
Scarti organici agroindustria (siero, scarti vegetali, lieviti, fanghi e reflui di distillerie, birrerie e cantine, ecc.)	400 - 800
Scarti organici macellazione (grassi, contenuto stomacale ed intestinale, sangue, fanghi di flottazione, ecc.)	550 - 1100
Fanghi di depurazione	250 - 350
Frazione organica rifiuti urbani	400 - 600
Culture energetiche (mais, sorgo zuccherino, erba, ecc.)	550 - 750

Tabella 9.7 : Biomasse e rifiuti organici per la digestione anaerobica e loro resa indicativa in biogas (m³ per tonnellata di solidi volatili)

9.4 Componenti di sistema

9.4.1 Serbatoi di digestione

Il serbatoio di digestione deve essere sigillato in maniera tale che possa avere luogo la digestione anaerobica. In più casi i serbatoi di digestione sono scaldati e dotati di mescolatore. Se un digestore è riscaldato l'isolamento è usato normalmente per trattenere calore e migliorare l'efficienza.

9.4.2 Digestore orizzontale tipo plug-flow o flusso a pistone

I sistemi di questo tipo si compongono di lunghi serbatoi in acciaio o cemento lungo i quali il substrato si muove come un flusso. Questi sistemi sono adatti per substrati con alto contenuto di materiale asciutto (11%-13%). I digestori orizzontali incorporano il calore nel dispositivo energetico. Questi tipi di digestori tendono ad essere usati negli impianti di biogas di piccole dimensioni. La loro altezza relativamente ridotta può costituire un vantaggio se la progettazione è problematica.

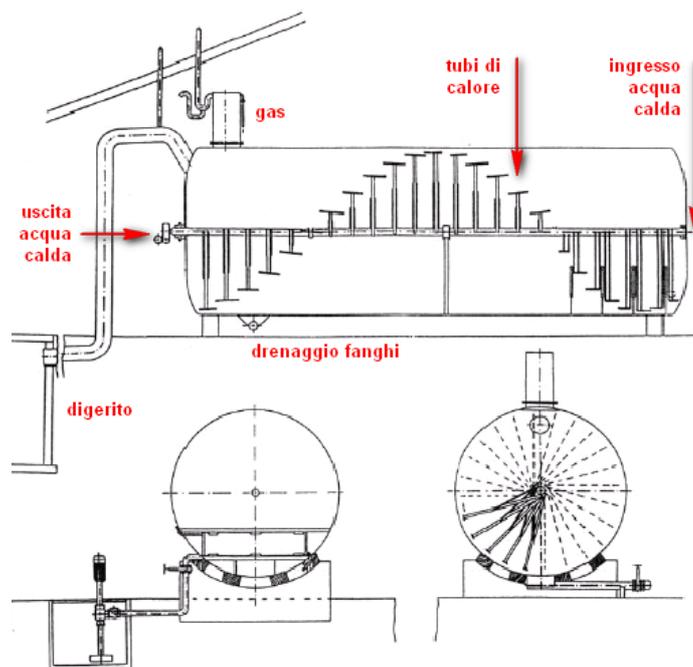


Figura 9.8 : Digestore orizzontale tipo flusso a pistone

9.4.3 *Digestore verticale miscelato*

Consiste in un grande serbatoio di metallo o cemento dove il materiale fresco è mescolato parzialmente con il materiale digerito. Il calore viene trasmesso attraverso un sistema di tubi di riscaldamento collegati all'interno del muro del digestore. Nel caso di digestori di metallo i tubi di riscaldamento possono essere collegati al di fuori del serbatoio. Può essere usato anche il calore del pavimento, ma non è una opzione comune a causa del rischio della formazione di uno strato di sedimento sul fondo del serbatoio e la riduzione dell'efficacia del riscaldamento. Questi sistemi sono adatti per substrati con basso contenuto di materiale asciutto (4%-12%).

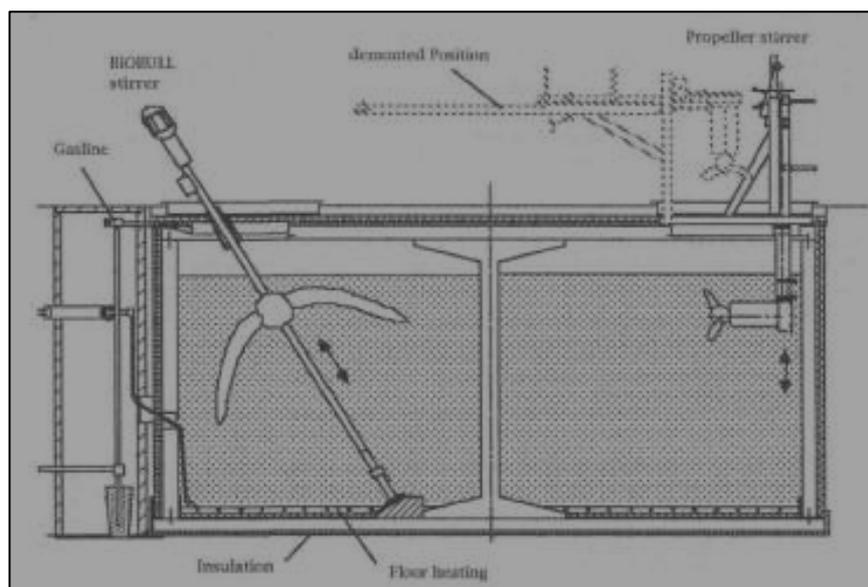


Figura 9.9 : Digestore verticale miscelato
Fonte : *Biogaskontor*, 1997

9.4.4 *Deposito di biogas*

Il biogas prodotto nel digestore può essere immagazzinato sia direttamente sopra il serbatoio di digestione, per mezzo di una lamina flessibile (una membrana spessa 1-2 mm) che si espande quando il biogas è prodotto, sia esternamente in una sacca di gas (gas bag). Il biogas tende ad essere immagazzinato a una bassa pressione il che richiede un volume più grande rispetto ai cilindri convenzionali di deposito di gas.

9.4.5 *La caldaia / motore a gas*

Il modo migliore per utilizzare il biogas è bruciarlo in una caldaia a gas per il riscaldamento. In alternativa, il biogas può essere usato per alimentare un motore che genera energia elettrica.

In questo sistema viene generata l'elettricità e viene recuperato il calore proveniente dal motore per il suo utilizzo. Un normale motore a pistone immette calore nell'atmosfera dal sistema di scappamento e dal circuito di raffreddamento.

In un sistema che combina calore ed energia elettrica (CHP), il calore è recuperato per mezzo di un "recuperatore" di calore, aumentando così l'efficienza del sistema.

Produrre energia elettrica da biogas determina un notevole vantaggio economico dal momento che il prezzo pagato dal sistema di incentivi, previsti dalla normativa vigente, per la quantità di energia immessa nella rete elettrica è più alto rispetto ai costi di generazione. I motori più adatti per gli impianti di biogas

sono i motori a quattro tempi, che possono essere sia motori a gas sia motori a doppio combustibile che partono con una alimentazione diesel e poi la integrano con una miscela dell'80% - 90% di biogas.

9.4.6 Sistemi di mescolamento

Come affermato precedentemente, è molto importante, per la maggioranza dei sistemi, che ci sia un mescolamento efficace e di facile gestione. Esiste una varietà di opzioni come illustrato nella Figura 9.10.

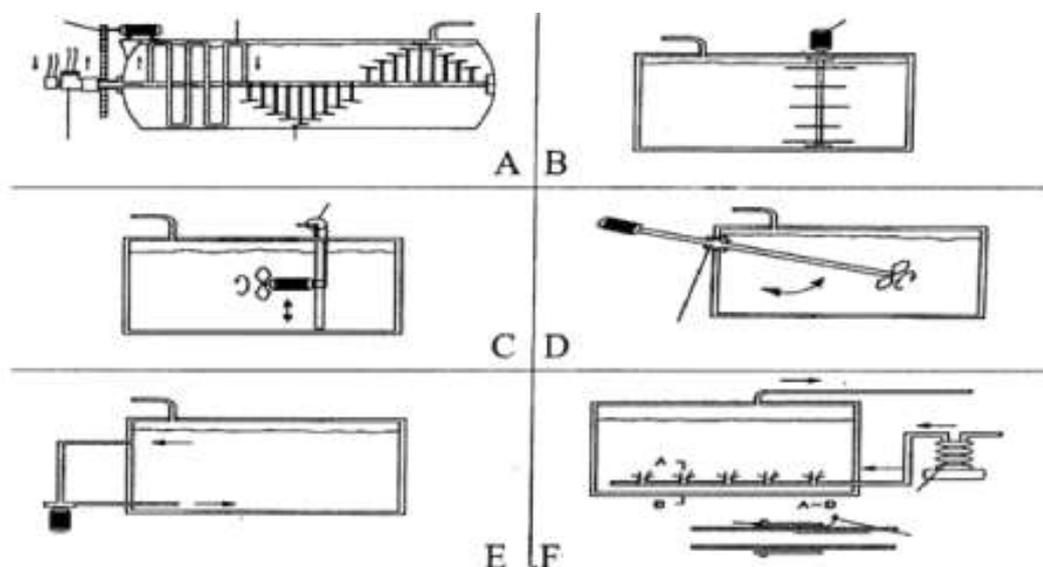


Figura 9.10 : Tipi di digestori e sistemi di mescolamento

Fonte : German Biogas Association

- A digestore a pala orizzontale
- B digestore a pala verticale
- C digestore verticale con meccanismo a elica adattabile
- D digestore verticale con mescolatore a elica su braccio cardine
- E digestore verticale con mescolamento idraulico
- F digestore verticale a gas

9.4.7 Serbatoi post-digestione

Dopo che il substrato è stato trattenuto nel serbatoio del digestore per il tempo necessario, è trasferito a un serbatoio di post-digestione. Rimane in questo serbatoio finché è pronto per essere utilizzato. Questi serbatoi, normalmente, sono coperti per raccogliere dei biogas addizionali che si possono formare e anche per evitare perdite di azoto.

9.5 Potenzialità del metano di differenti substrati

Gli impianti di biogas "On-farm" generalmente usano deiezioni animali provenienti da allevamenti zootecnici (bovini, suini o pollame) poiché la maggior parte dei substrati è facilmente digerita. Infatti, questi materiali si adattano bene alla digestione e hanno una media della resa di biogas bassa ($25\text{m}^3/\text{t}$ umido - $50\text{m}^3/\text{t}$ umido). Altri substrati sono spesso co-digeriti con letame animale per aumentare la produzione di biogas e, in alcuni casi, per ottenere *gate fee* per i rifiuti organici (costo richiesto al proprietario dei rifiuti per il loro smaltimento). In Germania e in Austria c'è una tendenza crescente di coltivazioni energetiche stagionali, come il granturco, per la co-digestione con i letami delle fattorie. Questa tendenza è sostenuta con tariffe supplementari favorevoli date per unità di elettricità prodotta. La Tabella 9.11, adattata da DGS ed Ecofys (2005), riporta le caratteristiche di diversi substrati da concimi animali e da substrati selezionati.

Materia prima	Materia asciutta MA (%)	Materia organica (% of MA)	Produzione di biogas (m ³ /t MAO)	Produzione di biogas (m ³ /t umido)	Media di biogas prodotto (m ³ /t umido)
Letame bovino	7-15	65-85	200-400	9-51	25
Letame suino	3-13	65-85	350-550	7-61	27
Letame da pollame	10-20	70-80	350-550	24-88	51
Scarti vegetali	10-20	65-85	400-700	25-120	75
Insilato di mais	15-40	75-95	500-900	55-340	200
Insilato d'erba	30-50	80-90	500-700	120-315	220
Letame grasso e di flottazione (<i>Fat and Flotation Slurry</i>)	8-50	70-90	600-1300	30-585	310

Tabella 9.11 : Caratteristiche di diversi substrati per la produzione di biogas
Fonte : DGS and Ecofys, 2005

9.6 Tipi di impianti a biogas

9.6.1 Impianti su scala ridotta

Questi impianti sono usati per piccole quantità di substrati (5-100m³) e si trovano frequentemente in Asia dove sono progettati senza attrezzature di isolamento, riscaldamento o movimento. I sistemi su scala ridotta sono poco comuni in Europa.

9.6.2 Impianti basati su fattorie

Questi impianti sono generalmente progettati per sfruttare il letame di una fattoria o di fattorie vicine. La co-digestione di substrati supplementari è eseguita frequentemente per aumentare la produzione di biogas e/o per ottenere gate fee. Dove si produce elettricità, questa è immessa alla rete nazionale cui l'impianto è connesso, mentre il calore è usato, generalmente, per soddisfare le abituali esigenze di riscaldamento della fattoria. I digestori basati su fattorie possono variare notevolmente in scala, la maggior parte ha una capacità tra 100-800 m³.

9.6.3 Co-digestori

Questi impianti su grande scala usano come principale substrato il letame proveniente da diverse aziende agricole. Utilizzano anche substrati supplementari provenienti dalle varie fonti per la co-digestione. La capacità generalmente è di circa 800 mc. Il letame digerito è spesso trasferito in serbatoi decentrati che sono più pratici per le applicazioni sul terreno. Per i suddetti motivi sono coinvolti spesso un gruppo di agricoltori che mettono a disposizione il concime delle loro fattorie. La Danimarca, per esempio, ha un numero considerevole di questi impianti co-digestori.

9.6.4 Impianti industriali

Questi impianti sono normalmente di grandi dimensioni (circa 800 mc). Non sono adatti a trattare i concimi provenienti dalle fattorie, al contrario sono progettati per trattare i rifiuti provenienti da particolari industrie. Ad esempio, i rifiuti organici umidi come l'acqua di scarico proveniente dai loro stessi processi, i rifiuti organici dal trattamento del cibo o la frazione organica dei rifiuti solidi urbani (RSU).

9.7 Dimensionamento

9.7.1 Dimensionamento di un digestore

La formula che segue può essere usata per dimensionare un digestore:

$$\left| \begin{array}{l} \text{Volume del} \\ \text{digestore (mc)} \end{array} \right| = \left| \frac{\text{Letame (mc/anno)} + \text{co-substrato (mc/anno)}}{365} \right| \times \left| \begin{array}{l} \text{numero dei giorni} \\ \text{di ritenzione} \end{array} \right|$$

Esempio:

5.000 mc di letame suino (ls) e 1.000 mc di co-substrato (cs) sono annualmente digeriti con un periodo di ritenzione di 28 gg. Il volume del digestore dovrà essere di almeno:

$$[(5000 + 1000) / 365] \times 28 = 460 \text{ mc}$$

9.7.2 Calcolo della produzione annuale di biogas

La produzione di biogas da un particolare materia organica è determinata dal contenuto di materiale asciutto (MA), dalla frazione organica del materiale asciutto (MO/MA) e dalla produzione di biogas per kg di MO. La formula seguente può essere usata per calcolare la produzione annuale di biogas.¹⁶

$$\left| \begin{array}{l} \text{Produzione} \\ \text{di biogas} \\ \text{(mc/anno)} \end{array} \right| = \left| \begin{array}{l} \text{Letame suino (t / anno)} \times \text{MAIs} \times \\ \text{[MOIs / MAIs (mc biogas / kg} \\ \text{MOIs)]} \times \mathbf{1.000} \end{array} \right| + \left| \begin{array}{l} \text{Co-substrato (t / anno)} \times \text{MAcs} \times \\ \text{[MOcs / MAcs (mc biogas / kg} \\ \text{MOcs)]} \times \mathbf{1.000} \end{array} \right|$$

Esempio:

Si ipotizzi di avere del letame suino con una densità di 1.0 t/ mc e con una quota MA dell'8%, un MO/MA del 75% ed un biogas prodotto di 0.45 mc/kg MO. Si ipotizzi di avere del rifiuto organico (co-substrato) con una densità di 0.8t/mc che ha un MA del 30%, un MO/MA del 70% ed un biogas prodotto di 0.55 mc/kg MO. Nota che le risorse da biomassa sono date in mc per anno, ma la produzione di biogas per un materiale particolare è data per kg. Il dato sulla densità è usato per riferirsi a questo.

$$\begin{aligned} \text{Produzione di Biogas (mc/anno)} &= \\ &[(5.000 \times 1) \text{ (t letame/anno)} \times 8\% \times 75\% \times 0,45 \times 1.000] + \\ &[(1.000 \times 0,8) \text{ (t rifiuto/anno)} \times 30\% \times 70\% \times 0,55 \times 1000] \\ &= 135,000 + 92,400 = 227,400 \text{ mc/anno} \end{aligned}$$

9.7.3 Calcolo della dimensione di un impianto CHP

La formula seguente può essere utilizzata per stimare la dimensione di un impianto CHP:

$$\text{Potenza CHP (kW)} = \frac{\text{Produzione di biogas (mc/anno)} \times \text{Potere calorifico del biogas (kwh/Nmc)}}{\text{Ore operative a pieno carico (ore/anno)} \times \text{Efficienza Elettrica}}$$

Esempio:

Il potere calorifico medio del biogas è pari a 20 MJ/Nm³ ("normal" metro cubo), uguale a 5,56 kw /Nm³. Per una tipologia di impianti di dimensioni tra i 30 e i 50kWe l'efficienza elettrica è fissata convenzionalmente al 30%. Per gli impianti CHP superiori ai 50kWe l'efficienza può aumentare; per le unità di CHP inferiori ai 30kW può decrescere. Se l'unità di CHP è usata a tempo pieno, il numero di ore operative sarà circa 7.500 per anno (20.55 ore al giorno).

¹⁶ Formule ed esempi forniti da DGS & Ecofys, 2005

- 5.000 mc di letame suino;
- 1.000 mc di co-substrato sono digeriti annualmente e producono 227,400 mc/anno.

L'unità di CHP richiesta è:

$$(227,400 \times 5.56 \times 30\%) / 7.500 = 50.6 \text{ kWe}$$



Fig. 9.12 : Digestori Anaerobici censiti operanti su liquami zootecnici in Italia (2000)

9.8 Stato dell'arte e potenzialità in Italia

In Italia si stima una produzione di biogas relativa al 2005 di 376,5 ktep (circa 4,3 milioni di MWh). Circa l'80% di questa produzione è attribuibile al recupero di biogas dalle discariche per rifiuti urbani. In Italia sono ancora pochi gli impianti di produzione di biogas operativi che trattano una miscela di più reflui, non solo zootecnici: sette di questi sono centralizzati e trattano anche fanghi di depurazione, i reflui dell'agroindustria, e in particolare le acque di vegetazione dell'industria olearia, e i rifiuti organici domestici, derivanti da raccolta differenziata dei rifiuti urbani.

Altri 100 circa sono operativi in allevamenti zootecnici, in particolare suini, e sono di tipo aziendale; alcuni, di recente costruzione, trattano anche colture energetiche. Quasi tutti, poi, operano al nord, in particolare in Lombardia, Trentino-Alto Adige, Emilia-Romagna e Veneto.

Anche in Italia, come nel resto d'Europa, i digestori anaerobici sono diffusi nella stabilizzazione dei fanghi di supero dei depuratori delle acque reflue urbane. Un'indagine del 2000 individuava circa 120 digestori anaerobici operanti in altrettanti impianti di depurazione di reflui urbani. In tali impianti si potrebbe valutare la possibilità di co-digerire anche liquami zootecnici e/o altri scarti agroindustriali, con un importante beneficio energetico (aumento del biogas prodotto) e in certi casi anche con un miglioramento dell'efficienza del comparto di denitrificazione che spesso richiederebbe, per un buon funzionamento, una fonte aggiuntiva di carbonio.

Nel corso degli ultimi due anni anche in Italia si è mostrato interesse alla codigestione dei liquami zootecnici con le colture energetiche (mais e sorgo zuccherino) e attualmente alcuni impianti sono già in costruzione e/o in fase di progettazione.

Biomasse interessate alla produzione di biogas in Italia

- Deiezioni animali : 180.000.000 t/a
- Scarti agro-industriali : 12.000.000 t/a
- Scarti di macellazione: 2.000.000 t/a
- Fanghi di depurazione : 2-3.000.000 t/a
- Fraz.org. dei R.U. : 9.000.000 t/a
- Residui colturali : 10.000.000 t SS/a
- Colture energetiche : 230.000 ha set aside

Temperatura	<ul style="list-style-type: none"> ▪ 52 sono operanti in mesofilia ▪ 9 impianti operano in psicrofilia ▪ Per 6 impianti il dato non è disponibile
Tempo di Ritenzione Idraulica (TRI)	<ul style="list-style-type: none"> ▪ 10 impianti: TRI < 15 giorni ▪ 11 impianti: TRI tra 16 e 25 giorni ▪ 6 impianti: TRI tra 26 e 35 giorni ▪ 16 impianti: TRI 35 > giorni ▪ Per 24 impianti il dato non è disponibili
Uso del biogas	<ul style="list-style-type: none"> ▪ 40 impianti: cogenerazione ▪ 21 impianti: solo generazione termica ▪ 6 impianti: solo produzione di energia elettrica
Età	<ul style="list-style-type: none"> ▪ 5 impianti hanno più di 16 anni ▪ 5 impianti hanno fra i 5 e i 15 anni ▪ 14 impianti hanno meno di 5 anni ▪ Per gli altri impianti il dato non è disponibile
Tipo di reattore	<ul style="list-style-type: none"> ▪ 27 impianti sono CSTR (Reattori Completamente Miscelati) ▪ 24 impianti sono di tipo Plug Flow- Vasca in cemento coperta ▪ 16 impianti sono lagune coperte
Alimentazione	<ul style="list-style-type: none"> ▪ 51 impianti: solo liquami suini ▪ 3 impianti: prevalentemente liquame suino + liquame bovino ▪ 1 impianto: prevalentemente liquame suino addizionato con siero di latte ▪ 2 impianti: solo liquame bovino ▪ 10 impianti: prevalentemente liquame bovino + scarti organici selezionati ▪ Contenuto di sostanza secca < 10%
Dimensioni	<ul style="list-style-type: none"> ▪ 17 impianti: volume < 500 m³ ▪ 10 impianti: volume fra 500 e 1.000 m³ ▪ 20 impianti: volume fra 1.000 e 5.000 m³ ▪ Per gli altri impianti i dati sul volume non sono disponibili. Le lagune coperte sono spesso classificate sulla base della superficie occupata

Tabella 9.13 : Digestori anaerobici operanti su liquami zootecnici in Italia (2000)
72 Impianti censiti: 67 impianti aziendali

9.9 Barriere all'ingresso

Le barriere principali allo sviluppo della DA in Italia sono di natura tecnica-economica-legislativa:

- la disponibilità stagionale del letame animale;
- la complessa legislazione e le restrizioni all'uso di alcuni substrati organici definiti come rifiuti e sottoprodotti animali;
- la mancanza di familiarità con le tecnologie;
- il limitato numero di modelli lavorativi necessari per creare familiarità con il settore;
- alti costi di capitale;
- l'offerta di prezzi bassi per l'elettricità prodotta;
- gli alti costi per connettersi alla rete;
- la mancanza di interiorizzazione dei più vasti benefici ambientali;

- la difficoltà nei finanziamenti per accedere al progetto e la mancanza di una struttura di supporto pubblica integrata.

9.10 Politiche rilevanti e legislazione

Nel corso degli ultimi dieci anni la digestione anaerobica si è diffusa in molti Paesi europei, tra cui anche l'Italia. Questi impianti vengono realizzati non solo allo scopo di recuperare energia rinnovabile, il biogas, ma anche di controllare le emissioni maleodoranti e di stabilizzare le biomasse prima del loro utilizzo agronomico. Anche il processo di evoluzione nella politica ambientale, che riguarda anche il settore della valorizzazione energetica delle biomasse, attivatosi a seguito della Conferenza di Kyoto sulla riduzione dell'inquinamento atmosferico da gas serra (di cui il metano è uno dei principali), può accentuare l'attenzione sul recupero del biogas, come pure il recente Regolamento (CE) n. 1774/2002 sui sottoprodotti di origine animale, che individua la digestione anaerobica e il compostaggio come i due processi biologici che ne consentono il riciclo come fertilizzanti, e la nuova politica agricola comunitaria, che incentiva le colture energetiche.

Ne deriva l'utilità di potenziare e di razionalizzare i sistemi che sfruttano processi di co-digestione anaerobica di biomasse di varia natura (fanghi di depurazione, biomasse di origine zootecnica e agro-industriale e frazioni organiche derivanti da raccolte differenziate secco/umido dei rifiuti urbani), come, ad esempio, comincia ad accadere negli impianti centralizzati operativi nel nostro Paese.

Si ritiene che il mondo agricolo possa essere interessato alle opportunità che il convergere di problematiche, quali l'effetto serra, la valorizzazione degli scarti organici, la richiesta di un maggior contributo di energie rinnovabili, sta facendo emergere. In particolare, il settore zootecnico, può rappresentare la forza motrice per lo sviluppo su larga scala della digestione anaerobica, come già sta avvenendo in Germania, Danimarca, Svezia e Austria.

Anche a livello nazionale la crescente attenzione rivolta all'ambiente, allo sviluppo sostenibile e al conseguente sviluppo della bioenergia è in parte testimoniata dalle recenti definizioni di leggi, decreti e proposte. La maggiore novità che ha preso corso nel 2002 riguarda l'accresciuto ruolo degli Enti Locali, ed in particolare delle Province, nelle normative ed autorizzazioni relative alla realizzazione di impianti per la conversione energetica delle biomasse. La normativa tecnica connessa alla bioenergia regola tutta quella serie di aspetti tecnici come le caratteristiche, le proprietà e le analisi (anche sulle emissioni) che contraddistinguono i diversi tipi di biocombustibili.

Tali norme tecniche sono emanate dal CEN (Comitato Europeo di Normazione) e dall'UNI (Ente Nazionale Italiano di Unificazione), che a sua volta si avvale della consulenza di Comitati Tecnici specifici per ogni settore.

In particolare le norme tecniche sul biodiesel sono state definite lo scorso anno (si veda il Rapporto Bioenergia 2001), mentre quelle relative ai biocombustibili solidi sono in via di elaborazione; si prevede che vengano emanate nel corso del 2004.

Infine, anche alla luce del fatto che l'attenzione verso i trattamenti dei rifiuti a bassa emissione di gas serra è un fattore che assumerà sempre più importanza in futuro, si ritiene che l'integrazione dei processi anaerobici e aerobici nel trattamento dei rifiuti organici, dovrà essere sempre più presa in considerazione, sia nella costruzione di nuovi impianti che nel potenziamento di impianti già esistenti.

La programmazione dei Fondi Strutturali europei 2000-2006 è uno dei punti principali nel disegno complessivo contenuto in Agenda 2000: in tale programmazione e nelle relative misure appaiono le

finalità ambientali (misure agro-ambientali, incentivazione alla selvicoltura, tutela dell'ambiente, risparmio energetico).

L'attuale organizzazione dei Fondi Strutturali si basa sui Regolamenti (CE) 1260/1999 (Disposizioni generali sui Fondi Strutturali) e 1257/1999 (Sostegno allo sviluppo rurale da parte del FEOGA). I principali elementi sono:

- la definizione di tre aree obiettivo;
- la definizione di PSR (Piani di Sviluppo Rurale) in tutte le regioni.
- la definizione di POR (Piani Operativi Regionali)
- la definizione di DocUP (Documenti Unici di Programmazione).

A questi elementi si affianca l'Iniziativa Comunitaria LEADER+ valida per tutte le regioni.

Nel Rapporto 2002 è inserita una dettagliata tabella che indica quali regioni, e nell'ambito di quali Piani, hanno preso in considerazione lo sviluppo del settore delle biomasse a fini energetici.

Inoltre, anche per l'emanazione della Legge costituzionale 18 ottobre 2001, n. 3, le regioni sono tenute a emanare i propri Piani energetici regionali. Tali Piani divengono quindi il punto di riferimento principale per tutti i soggetti sia pubblici che privati che intendono investire o programmare risorse sul territorio.

I Piani elaborati sono costituiti da una parte analitica che raccoglie tutta la base informativa energetica della Regione, sia dal lato dell'offerta che dal lato della domanda. A questa parte segue una valutazione complessiva delle potenzialità degli interventi con la valutazione delle potenzialità delle Fonti rinnovabili che possono contribuire al fabbisogno, in aggiunta o in sostituzione delle fonti tradizionali. Non sempre il settore delle biomasse è adeguatamente analizzato e valorizzato.

Nel 2002 il Programma Nazionale Biocombustibili PROBIO, predisposto dal Ministero per le Politiche Agricole e Forestali, ha implementato le attività di promozione delle filiere bio-energetiche attraverso l'incentivazione di attività divulgative e programmi dimostrativi a livello regionale.

Le tematiche prioritarie riguardano i biocombustibili liquidi (derivati dagli oli vegetali e dalla fermentazione alcolica) e i biocombustibili solidi (quali *cippato*, *pellets* e *briquettes*).

Nel corso del primo triennio del Programma Nazionale Biocombustibili sono stati finanziati 21 progetti dimostrativi, dei quali 4 interregionali e 17 regionali, per un coinvolgimento complessivo di 14 regioni e un impegno di fondi PROBIO del Ministero delle Politiche Agricole e Forestali per il loro cofinanziamento di poco inferiore ai 7 milioni di Euro.

Attualmente è incerto il futuro del Programma a causa della necessità di ridefinire i ruoli del Ministero e delle Regioni.

9.11 Incentivi governativi

All'inizio degli anni Novanta, a dare nuove prospettive alla produzione e all'utilizzo del biogas è intervenuto il provvedimento del Comitato interministeriale prezzi (Cip) n. 6/92 riguardante "prezzi dell'energia elettrica relativi a cessione, vettoriamento e produzione per conto dell'Enel, parametri relativi allo scambio e condizioni tecniche generali per l'assimilabilità a fonte rinnovabile". Sulla base di questo regime tariffario, l'autoproduzione di energia elettrica da biomassa per la cessione all'Enel è diventata un'interessante opportunità. Nel 1999, l'Enel pagava circa 290 lire/kWh a chi immetteva in rete l'intera energia elettrica prodotta da impianti alimentati a biomasse.

I benefici del provvedimento Cip n. 6/92 sono però stati sospesi e l'incentivazione delle energie rinnovabili, in accordo con una Direttiva europea, ora passano attraverso l'istituzione e lo sviluppo del mercato dei "Certificati Verdi" (CV) (D.Lgs 387/2003): in pratica, è stato definito l'obbligo, a partire dal 2002, da parte di tutti i produttori e importatori di energia elettrica da fonte convenzionale, di immettere in rete, ogni anno, elettricità prodotta da fonti rinnovabili (tra cui il biogas) pari almeno, nel 2006, al 3,05% della quantità totale immessa.

I produttori di energia rinnovabile possono vendere ai produttori di energia da fonte convenzionale dei certificati per consentire loro il rispetto della quota del 3,05%; si sta, quindi, sviluppando un mercato o borsa dei "Certificati Verdi", che attualmente valgono circa 13,0 centesimi di Euro per kWh (valore medio ponderato dei primi mesi del 2006). Oggi vendendo energia elettrica dotata di CV si riescono a ricavare circa 18-20 centesimi di Euro per kWh. Attualmente la durata dei CV è di dodici anni (come indicato nel recente testo unico recante norme in materia ambientale, D.Lgs n. 152/2006), elevabile per l'energia rinnovabile ottenuta da biomasse, quale è il biogas, per altri quattro anni, anche se con il riconoscimento solo del 60% dell'energia elettrica prodotta (art. 5 del Decreto del Ministero attività Produttive e del Comitato Tecnico - GDL Digestione Anaerobica Ministero dell'Ambiente del 24 ottobre 2005, G.U. n. 265 del 14/11/2005) e se non si è ottenuto un contributo in conto capitale nella realizzazione dell'impianto.

Dalla possibilità di trasformare le biomasse e i rifiuti organici in energia e in fertilizzanti, contribuendo a ridurre l'inquinamento, deriva l'utilità anche in Italia di:

1. favorire la realizzazione di impianti di biogas negli allevamenti zootecnici; particolarmente interessante è l'utilizzo del biogas per cogenerare energia elettrica ed energia termica. Interessante è anche la possibilità di digerire, assieme ai liquami zootecnici, le colture energetiche (in particolare mais e sorgo zuccherino) e i residui colturali, aumentando la resa energetica degli impianti;
2. potenziare e razionalizzare i digestori anaerobici dei fanghi derivanti dalla depurazione di acque reflue civili (presenti in tutti i grandi impianti di depurazione urbani), favorendo la codigestione anche di liquami zootecnici e scarti organici agroindustriali; auspicabile è anche la realizzazione, in coda alla digestione anaerobica, di impianti di compostaggio per una miglior stabilizzazione dei fanghi;
3. attivare, viste le sollecitazioni che vengono dalla necessità di gestire crescenti quantità di frazioni organiche derivanti dalla raccolta differenziata dei rifiuti urbani, progetti dimostrativi di co-digestione anaerobica di queste biomasse assieme ai liquami zootecnici e ai fanghi di depurazione;
4. avviare, visto il crescente problema della collocazione degli scarti di macellazione e gli indirizzi contenuti nel Regolamento Comunitario recante norme sanitarie relative ai sottoprodotti di origine animale non destinati al consumo umano (Regolamento CE n. 1774/2002), la co-digestione di liquami zootecnici, scarti di macellazione adeguatamente pretrattati ed altre biomasse;
5. favorire l'integrazione dei processi anaerobici ed aerobici nel trattamento delle biomasse e dei rifiuti organici sia nella costruzione di nuovi impianti che nel potenziamento di impianti già esistenti, quali, ad esempio, gli oltre 100 impianti di compostaggio di media e grossa taglia già operanti in pianura padana nelle vicinanze dei siti di produzione di scarti organici agroindustriali e di effluenti zootecnici;
6. favorire l'utilizzo del biogas, dopo purificazione a metano al 95% (l'anidride carbonica recuperata è a sua volta un gas tecnico richiesto dal mercato), per autotrazione e immissione nella rete di distribuzione del metano; ciò dovrebbe essere incentivato dove la

rete dei metanodotti è capillarmente diffusa ed è già esteso l'uso del metano per autotrazione.

Questi in sintesi gli strumenti adottati in Italia per dare nuovo impulso agli impianti di biogas:

- gli incentivi alla produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili (Certificati Verdi)
- l'evoluzione nella politica ambientale (Conferenza di Kyoto) sulla riduzione dei gas serra
- la nuova PAC e il Reg. CE 1774/2002.

9.12 Costi di investimento

I costi di investimento per un impianto di biogas variano da caso a caso, in base alle specifiche esigenze di installazione (impianti di tipo semplificato, impianti completamente miscelati, coibentati e riscaldati, ecc.) e i materiali avviati a digestione (solo liquami zootecnici, liquami zootecnici integrati con colture energetiche e/o scarti agroindustriali, ecc.). E', quindi, difficile definire costi di investimento standard, di riferimento.

Indicativamente, comunque, per la maggior parte degli impianti, a esclusione di quelli di tipo semplificato (coperture in materiale plastico di lagune o vasche di stoccaggio di liquami zootecnici, non miscelati e non riscaldati) si può definire un intervallo di costo di investimento di 250-700 € per metro cubo di digestore anaerobico oppure di 2.500-7.500 € per kW elettrico installato in cogenerazione. Mediamente, il tempo di recupero dell'investimento (pay-back time-pbt-) per un impianto a biogas oscilla tra i 4 e gli 8 anni.

Non sono inclusi in questi costi quelli per l'eventuale linea di pretrattamento della frazione organica dei rifiuti urbani, anche da raccolta differenziata, per togliere tutti i materiali indesiderati (inerti, plastiche, ecc.). Ad esempio, in un impianto di digestione anaerobica con una capacità di trattamento FORSU (Frazione Organica da Rifiuti Solidi Urbani) pari a 20.000-30.000 t FORSU/anno, la linea di pre-trattamento a umido può costare circa 1,5 milioni di euro cioè circa il 20% dell'investimento globale. Relativamente ai costi di investimento e di gestione del sistema integrato anaerobico/aerobico, nel Grafico 9.4 si riporta l'andamento del costo specifico di trattamento per tonnellata di rifiuto organico da raccolta differenziata e di rifiuto indifferenziato al variare della taglia dell'impianto (elaborazione Citec 2004).

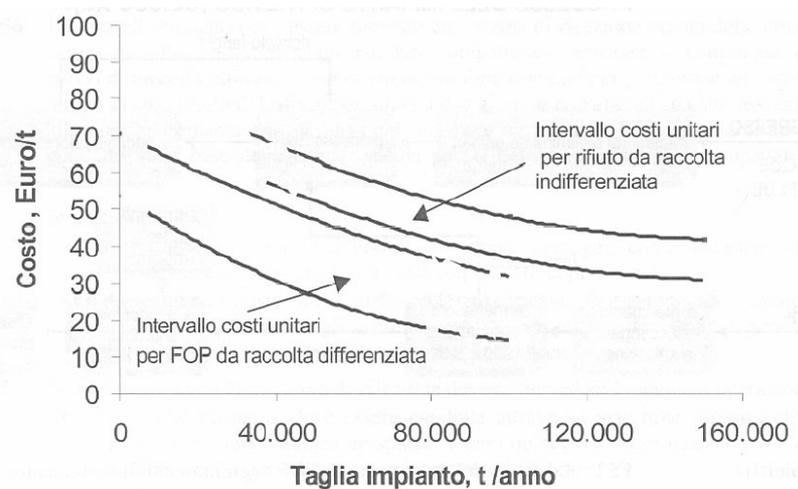
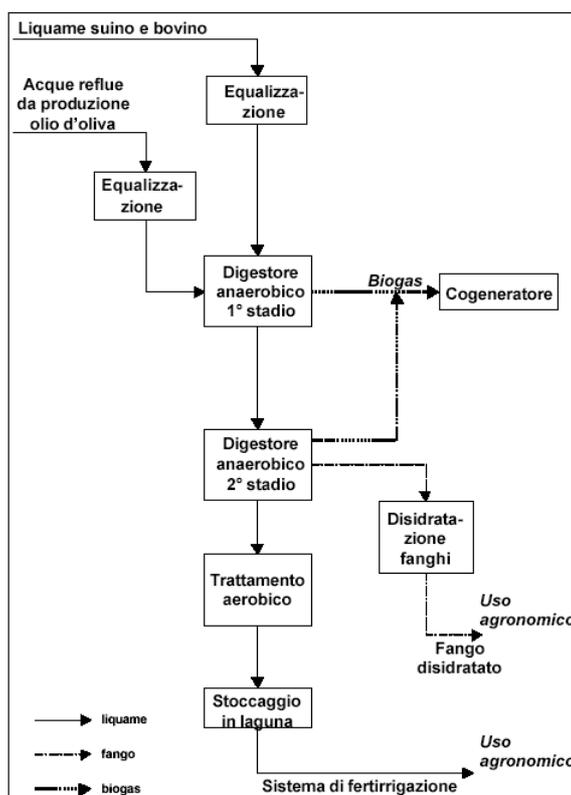


Grafico 9.14 : Andamento del costo specifico di trattamento per tonnellata di rifiuto organico da raccolta differenziata (FOP - Frazione Organica Putrescibile) e di rifiuto indifferenziato al variare della taglia dell'impianto
Fonte : Elaborazione CITEC 2004

9.13 Caso di studio italiano: Impianto Centralizzato di Bettona



Figura 9.15 : Impianto Centralizzato di Bettona
Fonte : Wikipedia 2006



Ditta costruttrice	R.P.A. Perugia,
Liquame alimentato	700-1300 m ³ /d
Produzione Biogas	9600 - 12000 m ³ /d
Produzione di EE	(Venduta all'ENEL) 4.000.000 kWh/anno
Volume totale dei digestori	10000 m ³
Temperatura di digestione	35-36°C
Utilizzazione del Biogas	2 cogeneratori da 410 kW, 1 cogeneratore da 285 kW
Trasporto liquame input	25 km di tubazioni, 10 km per gravità, 15 km in pressione
Trasporto liquame output	Fertirrigazione con tubazioni interrate e in pressione
Distanza di trasporto	3-5 km
Investimento	7,2 milioni di Euro(circa 14 miliardi di Lire)
Anno di costruzione	1982

9.14 Caso di studio europeo: Impianto di biogas centralizzato a Filskov

L'impianto centralizzato di biogas presso Filskov in Danimarca è stato costruito nel 1995; è un impianto di cogenerazione di energia elettrica e calore collegato a un sistema di riscaldamento di un quartiere residenziale. Una società locale di energia composta dagli utenti e dai fornitori di letame ne detiene la proprietà. La società raccoglie dalle fattorie il letame e anche i substrati supplementari. Il letame digerito è restituito ai proprietari delle aziende agricole in tre serbatoi di deposito decentrati. Ci sono approssimativamente 140 consumatori per il riscaldamento e due consumatori di grandi dimensioni (una scuola e casa di cura). L'elettricità è venduta alla rete nazionale. Oltre all'impianto CHP c'è una caldaia alimentata a chips che integra la fornitura di calore. I letami agricoli provengono da 10 fattorie che producono latte e da una fattoria in cui si allevano suini con substrati addizionali suini, bovini e di pollame provenienti dai mattatoi.

Biomasse alternative	18 tonnellate/giorno
Capacità del digestore	2 x 440 m ³
Temperatura del processo	53°C (Termofilo)
Deposito delle biomasse	3.000m ³
Serbatoio deposito gas	100m ³
Utilizzo di biogas	Impianto CHP/caldaia a gas
Generazione di elettricità	375kWe
Distanza di trasporto	4 km
Consumatori	140
Vendita di elettricità	Rete nazionale
Caldaia alimentata a chips	1000 kWth
Caldaia di scorta a gas & benzina	1600 kWth

Tabella 9.16 : Impianto di biogas a Filskov - Dati tecnici
Fonte : Danish Institute of Agricultural and Fisheries Economics (1999)



Figura 9.17 : Impianto centralizzato di biogas presso Filskov
Fonte : NNR



Figura 9.18 : Cisterna sottovuoto che raccoglie rifiuti grassi
Fonte : Tipperary Institute

Dettagli		Corone Danesi (migliaia)	Importo (€) *Tasso di cambio 2006 di 7,45745
Investimenti	Impianto di biogas	9.500	1.273,894
	Veicoli	700	€ 93.866
	Serbatoi di deposito	1.000	€134,094
	Impianto a chips e sistema di riscaldamento	12.000	1.609,129
	Totale	23.200	3.110,983
Finanziamenti	Fondi di investimento	2.500	335,235
	Percentuale dei fondi	11%	n.d.
	Indice dei prestiti	17.700	2.373,465
	Prestiti bancari	3.000	402,282
	Totale	23.200	3.110,983

Tabella 9.19 : Dati finanziari - Impianto di biogas a Filskov
Fonte: Danish Institute of Agricultural and Fisheries Economics (1999)

Ulteriori fonti di informazione

- DA Net : adnett.org/index.html
- Università della Danimarca Meridionale : websrv5.sdu.dk/bio
- IEA Biogas : www.iea-biogas.net
- ITABIA : www.itabia.it

Riferimenti

Al Seadi, T, Holm-Nielsen, JB, (2001) - *Manure Based Biogas Systems* - Danish Experience.

Bacchin M. (2000) - *Il processo di fermentazione anaerobica delle frazioni organiche nel contesto del recupero dei rifiuti nel consorzio di Padova Uno*, Relazione presentata al Convegno “Produzione ed utilizzo di biogas, recupero di energia e razionalizzazione del ciclo di trattamento rifiuti”, organizzato da Itabia nell’ambito della fiera Sep-Pollution 2000, Padova, 31/03/2000.

Blischke J. (2004) - *Combining anaerobic digestion with enclosed tunnel composting*, Biocycle, April 2004.

Buekens A.(2005) - *Energy recovery from residual waste by means of anaerobic digestion technologies*, Atti della Conferenza “The future of residual waste management in Europe”, 2005.

Da Costa Gomez, C. (2006) - *Learning from the European Biogas Model*. Paper delivered to Ministry of Agriculture, Food and Rural Affairs, Toronto.

Da Costa Gomez, C. & Guest C. (2004) - *Current Progress and Practice in the Adoption of Anaerobic Digestion in the European Union*. Presented at the European Biogas Conference in Enniskillen, Northern Ireland.

Danish Institute of Agricultural and Fisheries Economics (1999) - *Centralised Biogas Plants, Integrated Energy Production, Waste Treatment and Nutrient Redistribution Facilities*, Esbjerg.

Department of the Environment and Local Government, (2000) - *National Climate Change Strategy for Ireland*, Dublin.

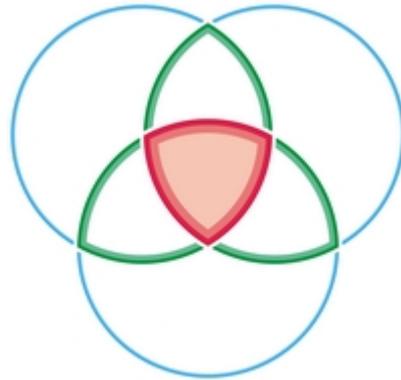
Environmental Protection Agency, (2005) - *Anaerobic Digestion: Benefits for Waste Management, Agriculture, Energy and the Environment*. Prepared by the Strategic Policy Unit (Author Dr. John Curtis), Wexford.

Gerli A., Merzagora W. (2000) - *L’evoluzione della situazione italiana nel campo della valorizzazione energetica della frazione organica di rifiuti solidi urbani*, Relazione presentata al Convegno “Produzione ed utilizzo di biogas, recupero di energia e razionalizzazione del ciclo di trattamento rifiuti”, organizzato da Itabia nell’ambito della fiera Sep-Pollution 2000, Padova, 31/03/2000.

Gruppo di lavoro CITEC (a cura di) (2004) - *Linee guida per la progettazione, realizzazione e gestione degli impianti a tecnologia complessa per lo smaltimento dei rifiuti urbani*, Sep Pollution, Padova Fiere, marzo 2004.

Hartmann, H. And Kaltschmitt M. (2002) - *Biomasse als erneuerbarer Energieträger*, Landwirtschaftsverlag, Münster, Germany.

- Henderson, P. (No Date) - *Anaerobic Digestion in Rural China*, in :
www.cityfarmer.org/biogasPaul.html.
- Hjort-Gregersen, K. (1999) - *Centralised Biogas Plants - Integrated Energy Production, Waste Treatment and Nutrient Redistribution Facilities*, Danish Institute of Agricultural and Fisheries Economics, Copenhagen.
- Kranert M, Hillebrecht K. (2000) - *Anaerobic digestion of organic waste, process parameters and balances in practice*, Internet Conference on Material Flow Analysis of Integrated Bio-Systems, Marzo-Ottobre 2000, at : www.ias.unu.edu/proceedings/icibs/icmfa.
- Kubler H, Rumphorst M. (1999) - *Evaluation of processes for treatment of biowaste under the aspects of energy balance and CO2 emission*, Atti del II International Symposium on Anaerobic Digestion of solid waste, Barcellona, 15-17 June 1999.
- L'integrazione Tra La Digestione Anaerobica E Il Compostaggio*. GDL Digestione Anaerobica.
- NIRAS Consulting Engineers & Planners A/S for the Biogas Association of Denmark, (2000). *Biogas Plants in Denmark - Agriculture, Energy and the Environment*, National Energy Board of Denmark.
- Observ'ER, 2006 - *Le baromètre du biogas - Systèmes solaires*, n. 173, Maggio 2006.
- Piccinini S. (2000) - *Interessanti prospettive per il biogas da liquami zootecnici*, L'Informatore Agrario, n. 13.
- Piccinini S., Chierici F. (2002) - *Sistemi integrati anaerobici/aerobici di trattamento dei rifiuti organici ed altre biomasse*, in "Il compostaggio in Italia" a cura di S. Piccinini, Marzo 2002, Maggioli editore.
- Six W. (2006) - *Status and trends of anaerobic digestion in Europe*, Atti della ISWA Beacon Conference on Biological Treatment, Perugia, 10-12 maggio, 2006.
- SOLAGRO (2001) - *From Biogas to Energy, A European Overview - Regulatory, Fiscal, Economical and Political context for Development*, Toulouse, France.
- The German Solar Energy Association (DGS), *Ecofys 2005. Planning and Installing Bioenergy Systems, A Guide for Installers, Architects and Engineers*, James and James, London.
- Tilche A., Malaspina F. (1998) - *Biogas Production in Europe: An Overview*, Atti del 10° European Conference "Biomass for energy and industry", Würzburg, Germania, 8-11 Giugno 1998.
- University of Southern Denmark, Denmark, *Paper delivered at Biogas 2001 International, Messe, Augsburg, Germany*.
- Waste for Energy Network Phase V, Final Report, (2000). *Country Reports*. University of Southern Denmark, Esbjerg, Denmark.
- Wellinger A. (2002) - *Biowaste digesters in Europe*, Atti del Convegno Biogas International 2002, 17 Gennaio 2002, JCC und Messe, Berlino.



Capitolo

10

ENERGIA DA COMBUSTIBILI LEGNOSI

Kevin Healion, Tipperary Institute

10. ENERGIA DA COMBUSTIBILI LEGNOSI

10.1 Obiettivi

- Avere un'idea generale sulle biomasse legnose come fonti energetiche rinnovabili
- Conoscere alcune delle tecnologie di conversione energetica relative ai combustibili legnosi
- Comprendere l'influenza dell'umidità sul contenuto energetico dei combustibili legnosi
- Essere in grado di calcolare il fabbisogno di combustibile per un sistema di riscaldamento alimentato a legna
- Comprendere le esigenze dei progettisti di impianti di riscaldamento alimentati a legna
- Conoscere lo status e il potenziale dell'energia derivante dai combustibili legnosi in Italia
- Conoscere le politiche relative all'energia prodotta dai combustibili legnosi in Italia

10.2 Introduzione

Il legno è stato il più importante combustibile usato dall'uomo per migliaia di anni. Con lo sfruttamento delle fonti fossili e del nucleare l'uso del legno è diminuito. Tuttavia, il legno è ancora una delle maggiori fonti di energia a livello mondiale, sia nei Paesi moderni che in quelli in via di sviluppo. Il progresso tecnologico nella conversione del legno sia in energia elettrica che in quella termica ha rimosso molte delle barriere tecniche, economiche e sociali. Il rinnovato interesse nel legno come combustibile è dovuto soprattutto a preoccupazioni economiche e ambientali - il legno ha un prezzo altamente competitivo con le fonti fossili e i benefici ambientali sono riconosciuti e apprezzati. La produzione e l'uso del legno come combustibile forniscono anche benefici sociali, incluso la creazione di posti di lavoro specialmente nelle aree rurali.

10.3 Energia solare immagazzinata

Le piante (compresi gli alberi) convertono la luce solare in sostanza vegetale (incluso il legno). Il legno è, in effetti, energia solare immagazzinata - fonte rinnovabile. Quest'energia può essere utilizzata dall'uomo attraverso la giusta tecnologia.

Usando il legno come combustibile si produce anidride carbonica (il maggior gas "effetto serra") ma lo stesso contiene il carbonio che era stato assorbito dalle piante dall'atmosfera durante il loro ciclo di vita (sintesi clorofilliana).

In questo modo il ciclo breve è completo, con una piccola quota addizionale di carbonio (Figura 10.1). La combustione dei combustibili fossili, al contrario, rilascia carbonio che era stato imprigionato per millenni. Infatti, nonostante il legno utilizzato per trarre energia, in Italia, rappresenta il 20,4% dell'energia rinnovabile e da già un grosso contributo alla riduzione di CO₂, l'evoluzione tendenziale del sistema energetico italiano determina un costante aumento delle emissioni di anidride carbonica, che dopo essere aumentate del 13% tra il 1990 e il 2004, aumenteranno ancora del 4% circa tra il 2004 e il 2012, in evidente controtendenza rispetto alla riduzione prevista dal Protocollo di Kyoto, e progressivamente meno negli anni successivi.

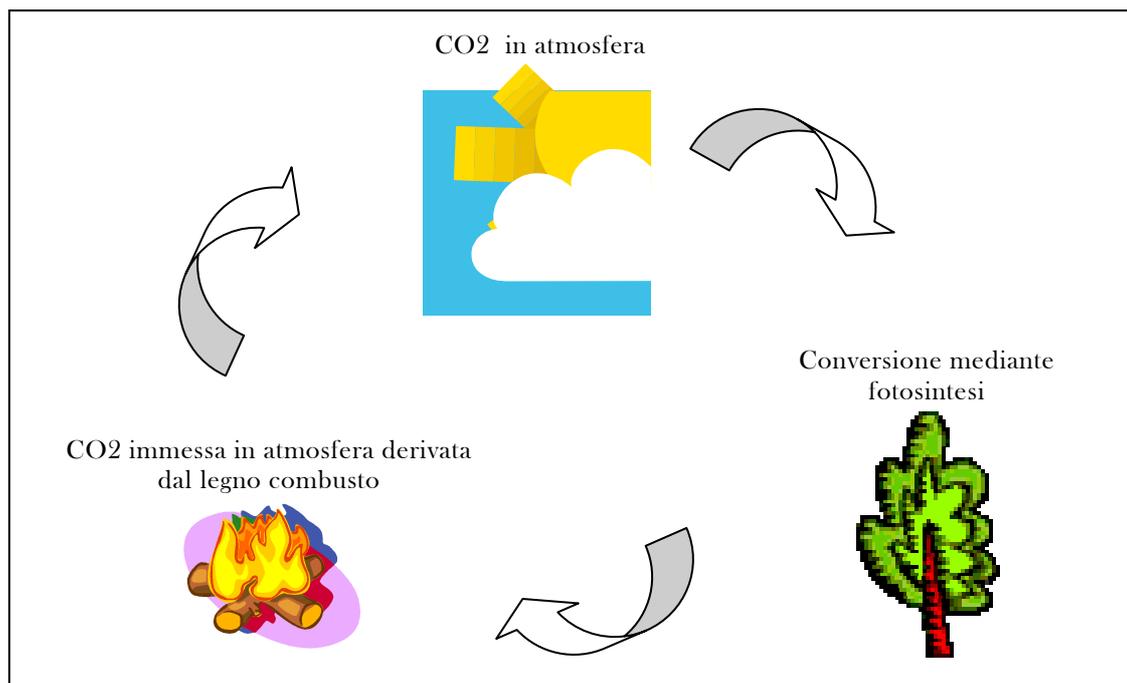


Figura 10.1 : Il ciclo del carbonio in un sistema di energia prodotta dal legno

10.4 Umidità del legno

Quando si illustrano i combustibili legnosi, è essenziale comprendere il concetto di umidità. Un campione di legno può essere posto in un vassoio di metallo ed essiccato in un forno fino a quando avrà una umidità pari a zero. Il campione di legno è quindi descritto come “*legno asciugato in essiccatoio*”. Il peso perso è quello dell’acqua contenuta nel campione. L’umidità del campione di legno può essere espressa o sulla base del *peso (totale) umido* o sulla base del *peso secco*.

Il peso umido è la base più comunemente usata nel settore delle energie rinnovabili. Per calcolare l’umidità sulla base del peso umido (MC_{wb}), il peso dell’acqua è espresso come una percentuale del totale del peso del campione del combustibile legnoso (Formula 10.2). L’Esempio 10.3 mostra l’applicazione della Formula 10.2 con dati reali per un campione di truciolo di legno derivato dalla piantagione di salici del Tipperary Institute (Irlanda).

$$MC_{wb} \% = \text{Peso dell'acqua} \times 100 / \text{Peso del campione}$$

Formula 10.2: Contenuto di umido sulla base del peso umido

Risultati delle pesature:
Massa del vassoio: 136,36 g
Massa del vassoio e del truciolo umido: 352,43 g
Massa del vassoio e del truciolo secco: 241,21 g
Calcoli:
Massa del truciolo umido = 352,43 - 136,36 = 216,07 g
Massa del truciolo secco = 241,21 - 136,36 = 104,85 g
Massa di acqua = 216,07 - 104,85 = 111,22 g
$MC_{wb} \% = \text{peso di acqua} \times 100 / \text{peso del campione (Formula 1)}$
$MC_{wb} \% = 111,22 \times 100 / 216,07$
$MC_{wb} \% = 51,5\%$

Esempio 10.3 : Calcolo del contenuto di umidità sulla base del peso umido

L'umidità del legno appena raccolto varia considerevolmente a seconda della specie.

Il frassino (*Fraxinus excelsior*) quando è abbattuto può avere una umidità non superiore al 33% sulla base del peso umido, mentre il pioppo (*Populus spp.*) può arrivare fino al 60%. Ogni specie di albero, infatti, presenta una percentuale diversa di umidità dovuta per esempio a fattori regionali e stagionali (Healion, 2002).

10.5 Contenuto energetico del legno

Il numero di unità di energia prodotte dalla completa combustione di una unità di massa di combustibile è definito potere calorifico (Centre for Biomass Technology, 1999) o contenuto di energia. Il potere calorifico del legno può essere espresso come:

- Potere Calorifico Lordo del legno secco
- Potere Calorifico Netto del legno secco
- Potere Calorifico Netto del legno umido

Il *Potere Calorifico Lordo* è definito come la quantità di energia prodotta dalla completa combustione di una unità di legno a pressione costante, con la condensazione del vapore acqueo che si forma durante la combustione. Condensando il vapore acqueo accresce la quantità di energia recuperata dal legno (questo è il motivo per il quale una caldaia a condensazione è più efficiente di una caldaia normale). Il vapore acqueo può originarsi da due fonti: dall'umidità del legno e dalla formazione di acqua dall'idrogeno contenuto nel legno (dal contenuto di idrogeno di una tonnellata di legno essiccato si formano circa 0,5 tonnellate di acqua). Il *Potere Calorifico Lordo* è anche definito come **Potere Calorifico Superiore**.

Il *Potere Calorifico Netto* è definito come la quantità di energia prodotta dalla completa combustione di una unità di legno a pressione costante, con il vapore acqueo, formatosi durante la combustione, che rimane allo stato gassoso. Il *Potere Calorifico Netto* è anche definito **Potere Calorifico Inferiore**. Il *Potere Calorifico Lordo* del legno essiccato è circa di 20 Giga Joules (GJ) per tonnellata (Centre for Biomass Technology, 1999), equivalente a 5,6 kWh/t. C'è una piccola differenza nel *Potere Calorifico Lordo* del legno essiccato tra le differenti specie di alberi, ma la corteccia possiede un contenuto di energia inferiore rispetto al legno puro.

Il *Potere Calorifico Netto del legno essiccato* è circa di 19,5 GJ/t (equivalente a 5,4 kWh/t) - una parte di energia è persa nel vapore acqueo non condensato sviluppato dal contenuto di idrogeno del legno.

Il *Potere Calorifico Netto del legno umido* è forse la misura più diretta del contenuto di energia. Maggiore è l'umidità del legno, minore è la sua sostanza secca. L'umidità del combustibile legnoso evapora nel momento in cui essa brucia - tale processo richiede energia, così maggiore è l'umidità, maggiore è la quantità di energia di cui si necessita per l'evaporazione. Se il legno è bruciato in una caldaia non condensante, l'energia richiesta per l'evaporazione è persa (così come l'energia persa nel vapore acqueo non condensato che si genera dal contenuto di idrogeno del legno). La quantità di energia utile rilasciata per chilogrammo di combustibile legnoso ai vari gradi di umidità è mostrata nella Figura 10.4.

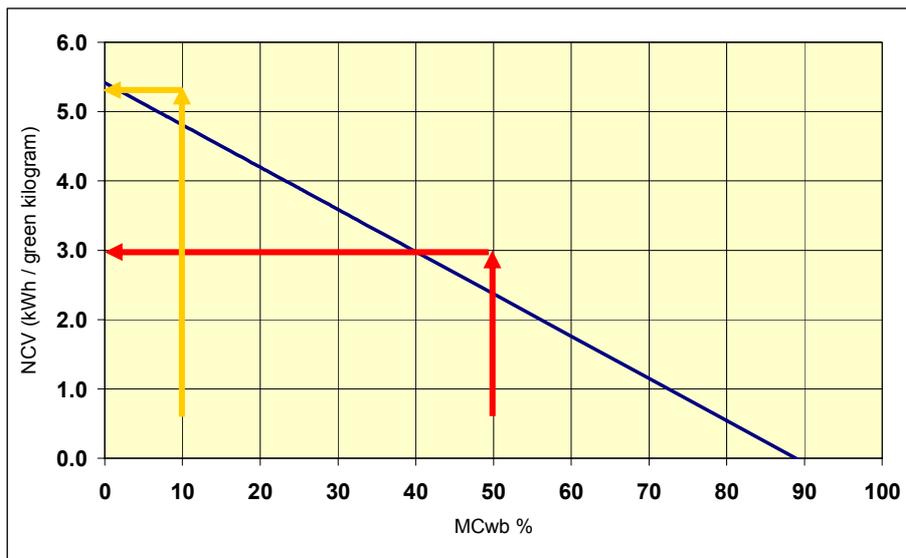


Figura 10.4 : Potere calorifico netto vs umidità

Le frecce rosse nella Figura 10.4 mostrano il contenuto di energia del legno al 50% MC_{wb} (2,4 kWh/kg) e le frecce gialle mostrano il contenuto di energia per il legno al 10% MC_{wb} (4,8 kWh/kg). Questo dimostra l'impatto dell'umidità sull'energia - per esempio, il pellet al 10% MC_{wb} ha due volte il contenuto energetico per chilogrammo del cippato al 50% MC_{wb} . Le caldaie a legno di piccola dimensione, incluso i sistemi domestici, sono normalmente (sebbene non sempre) del tipo non-condensante. Quindi è molto importante usare legno con basso contenuto di umidità per massimizzare la quantità di energia utile prodotta per chilogrammo di combustibile legnoso. La legna da ardere domestica dovrebbe essere stagionata per almeno un anno, preferibilmente due, prima di essere usata. Il legno utilizzato per produrre cippato dovrebbe essere essiccato prima di diventare tale. La segatura usata per produrre pellet è essiccata prima di essere sottoposta a pellettizzazione.

10.6 Tipi di combustibili legnosi

La Tabella 10.5 elenca alcuni tipi di combustibili legnosi (Healion, 2002).

COMBUSTIBILI LEGNOSI	DESCRIZIONE
<i>Legna da ardere</i>	Generalmente avente origine dalle specie di albero da legno duro, da diradamento o dalle cime, da ramificazioni e da ceppi abbattuti
<i>Residui da segheria</i>	Corteccia, sciaveri, cippato scuro, cippato chiaro, segature e trucioli prodotti dalle segherie. Mercati esistenti per i residui da segherie incluso materie prime per pannelli di fibra di legno, paccame, lettieri per animali e combustibile
<i>Residui da industrie del legno</i>	Cascami di segheria, segatura, trucioli, refilature, levigature e scarti dei prodotti legnosi e delle manifatture per i pannelli di fibra pesante. Gli usi includono combustibile per impianti e processi di riscaldamento.
<i>Residui da arboricoltura</i>	Residui di manutenzione dei parchi, giardini e siepi. Possono essere usati per paccame o combustibile.
<i>Legno tondo di piccolo diametro</i>	Il tondame di piccolo diametro che si sviluppa dai primi diradamenti, la rimozione dei gruppi di alberi pre-maturi o danneggiati o la rimozione degli alberi piantati a protezione di altri alberi. Può avere un mercato come fondame da triturazione. Nuovi metodi di raccolta sono stati sviluppati per il tondame di piccolo diametro, incluso le macchine per abbattimento alberi e la coppatura di piante intere.

COMBUSTIBILI LEGNOSI	DESCRIZIONE
<i>Residui da foresta (taglio di alberi)</i>	Le cime e le ramificazioni degli alberi rimasti dopo l'abbattimento del ceppo principale. Possono essere raccolti in integrazione con le operazioni di raccolta del legno tondo, o come successiva operazione di secondo passaggio. Sono stati sviluppati sistemi per raccogliere e impacchettare tali residui.
<i>Legname non commerciabile</i>	Legno che non è di qualità tale da essere venduto come tondame, ma che può essere usato come combustibile (es. ceppi morti o deformi).
<i>Ceduo a corta rotazione</i>	Produzione di combustibili legnosi da certe specie di alberi (generalmente salici o pioppi) che sono stati mietuti a rotazioni di due anni o più. Di solito gestiti come un sistema di piantagioni a ceduo.
<i>Scarti del legno</i>	Incluso pallet frantumato, cassette e scarti di legname da lavori di costruzione e di demolizione. Alcuni scarti puri sono convertiti in cippato e usati come combustibile o materie prime nella manifattura dei pannelli di fibra di legno. Gli scarti contaminati sono generalmente scaricati in discariche e richiederebbero una gestione speciale se usati come combustibile.

Tabella 10.5 : Tipi di combustibili legnosi

10.6.1 Cedui a Corta Rotazione

Molte specie di alberi, principalmente le piante latifolia, hanno facoltà di "ceduazione", cioè, di produrre nuovi germogli dai loro tronchi quando il ceppo principale è stato rimosso. Questi alberi non devono essere ricostituiti dopo ogni raccolto. Il ceduo a corta rotazione è una piantagione di alberi a crescita rapida, piantata a pieno campo e tagliata molto frequentemente, a rotazione di meno di dieci anni. Salici (*Salix spp.*) e pioppi (*Populus spp.*) sono due dei tipi di alberi che spesso crescono in tali sistemi (Figura 10.6).



Figura 10.6 : Piantagioni di salici e pioppi a corta rotazione, semina dei salici e raccolto
Fonte : Tipperary Institute

10.6.2 Tagli di combustibili legnosi

La Tabella 10.5 elenca le potenziali fonti di combustibile legnoso. Alcuni tipi di quest'ultimo possono essere usati come combustibile senza ulteriori processi. Per esempio: molte fabbriche di mobilio hanno piccoli sistemi di riscaldamento a legno, alimentato dai residui della fabbrica stessa; l'industria dei pannelli di fibra di legno usa i residui del legno come combustibile. In

generale comunque il legno subisce ulteriori processi prima di essere commercializzato come combustibile. Le forme più comuni nelle quali il legno è convertito sono legna da ardere, cippato, briquettes e pellet (Figura 10.7). Questi processi di conversione rendono il combustibile più facile da utilizzare.

Il Comitato Europeo di Normazione (CEN) ha pubblicato un documento con le specifiche tecniche per i bio-combustibili solidi includendo la legna da ardere, il cippato, le briquettes e il pellet.



Figura 10.7 : Forme di combustibili legnosi

10.7 Tecnologie di conversione

Il contenuto di energia del legno può essere rilasciato in due modi principali:

- *Combustione diretta.* La combustione è un processo termo-chimico nel quale il legno è combinato con l'ossigeno e convertito in anidride carbonica, acqua ed energia (e altri costituenti minori). L'energia può essere usata per il riscaldamento, per la produzione di elettricità o per la produzione sia di calore sia di elettricità (cogenerazione).
- *Gassificazione o pirolisi.* Anche questi sono processi termo-chimici che convertono il legno in un combustibile gassoso o liquido. Il combustibile gassoso o liquido è poi bruciato in un secondo passaggio per rilasciare energia. La gassificazione e la pirolisi aprono diverse possibilità per l'uso di legno come combustibile: incrementare l'efficienza energetica della produzione di elettricità su larga scala; consentire processi convenienti di cogenerazione su piccola scala; produrre combustibili di origine legnosa da utilizzare nel settore dei trasporti.

Le opzioni di conversione sono illustrate schematicamente nella Figura 10.8, con i relativi esempi forniti nella Figura 10.9. Si stanno facendo ulteriori progressi attraverso processi bio-chimici anche per convertire il legno in bioetanolo, che può essere usato nei motori a combustione interna.

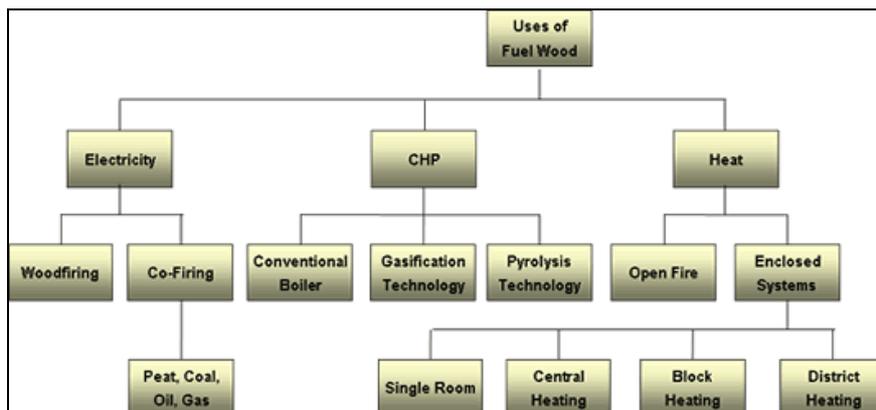


Figura 10.8 : Schema delle opzioni delle tecnologie di conversione

Fonte : Electrowatt-Ekono & Tipperary Institute, 2003



Stufa (legname, briquettes)

Waterford Stanley, 2007



Cucina (legname, briquettes)

Waterford Stanley, 2007



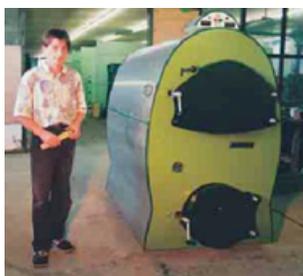
Stufa con vetro frontale (legname, briquettes)

Waterford Stanley, 2007



Stufa a muratura (legname...)

Biofire, 2007



Caldia da campeggio (legname..)

The Sustainable Landuse Company, 2007



Stufa a pellet

Greenheat, 2007



Caldia a cippato

National Biofuels, 2007



Caldia a pellet con serbatoio

The Organic Energy Company, 2007



Impianto di cogenerazione a legna

Tipperary Institute

Figura 10.9 :Tecnologie di conversione di energia per i combustibili legnosi

10.8 Teoria della combustione

La combustione è il principale metodo usato oggi per ottenere energia dal legno, con applicazioni che spaziano dal bruciare legno per usi domestici all'utilizzo dei residui del legno per la produzione da cogenerazione in larga scala nell'industria forestale.

La combustione di una particella di legno avviene attraverso tre stadi:

- *Essiccamento.* La particella di legno è riscaldata, l'acqua evapora e il combustibile si asciuga.
- *Pirolisi, gassificazione e combustione delle sostanze volatili.* Tra i 100°C e i 105°C i processi di gassificazione e di pirolisi iniziano. I componenti volatili del legno evaporano e la superficie del legno diventa porosa. Tra i 500°C e i 600°C i componenti volatili (ora gassosi) iniziano a bruciare. La maggior parte (dal 75 all'80%) dell'energia prodotta dal legno risulta dalla combustione delle sostanze volatili.
- *Carbone bruciato.* Tra gli 800 e i 900°C il carbone ardente brucia lasciando cenere.

L'obiettivo di una buona combustione è assicurare che i contenuti volatili e di carbone del legno vengano convertiti completamente in cenere.

Una buona combustione è quella che:

- massimizza l'energia ottenuta dal legno,
- minimizza la quantità di combustibile occorrente,
- minimizza le emissioni delle sostanze volatili e non bruciate e del monossido di carbonio nell'ambiente,
- minimizza il carbone non bruciato nella cenere,
- minimizza i depositi di catrame e di fuliggine nel camino/canna fumaria.

Gli elementi per una combustione efficiente e completa sono tempo, turbolenza (per assicurare la mescolanza di aria e sostanza volatili), temperatura e ossigeno controllato (aria) nella giusta proporzione. Il sistema di combustione deve essere progettato per assicurare che questi elementi si combinino.

Considerazioni sulla progettazione dei sistemi di riscaldamento

Ci sono molte considerazioni da fare nella progettazione dei grandi sistemi di riscaldamento alimentati a legno. Questi includono:

- stima della domanda di energia
- dimensionamento della caldaia
- scelta del combustibile
- consegna, deposito e trasferimento del combustibile
- progettazione della sala caldaia
- immagazzinamento dell'energia
- progettazione del circuito di riscaldamento
- progettazione del camino
- controllo della cenere e
- manutenzione e servizi di supporto.

10.9 Capacità installata e potenziale nazionale

Ad oggi, le biomasse soddisfano il 10,9% circa degli usi energetici principali nel mondo con 1.117 MTep all'anno, grazie soprattutto alle foreste e ai residui agricoli. In futuro un largo contributo potrebbe provenire da raccolto dedicato, coltivato in terreni marginali. L'utilizzo di tale fonte mostra un forte grado di disomogeneità fra i vari Paesi. I Paesi in via di sviluppo, nel complesso, ricavano mediamente il 38% della propria energia dalle biomasse, con 1.074 MTep all'anno, e in molti di essi tale risorsa soddisfa fino al 90% del fabbisogno energetico totale mediante la combustione di legno, paglia e rifiuti animali. Nei Paesi industrializzati, invece, le biomasse contribuiscono appena per il 3% agli usi energetici primari con 156 MTep all'anno. Nel quadro europeo dell'utilizzo energetico delle biomasse l'Italia, con il 2,5% del proprio fabbisogno coperto da biomasse, è al di sotto della media europea e si pone in una condizione di scarso sviluppo, nonostante l'elevato potenziale di cui dispone, che risulta non inferiore ai 27 MTep. Per ciò che concerne l'Italia, negli ultimi anni per il riscaldamento nel settore civile si è ricorso ad un crescente utilizzo di legno pastigliato (*pellet*) e di legno sminuzzato (cippato o *chip*). Il primo aspetto da considerare riguarda la consistenza del settore di produzione di macchine pellettizzatrici e cippatrici. Sul mercato italiano si sono individuati circa 15 società produttrici di macchine per fare i *pellet* e per la produzione di cippato. Per quanto riguarda la produzione, si stima che per il periodo 2003-2004 si sia raggiunto un valore di 198.000 t/anno, in crescita rispetto al valore fornito dall'AIEL, per il solo 2003, di circa 160.000 tonnellate, e superiore rispetto alle 85.000-95.000 tonnellate prodotte nel 2001. Dalle citate indagini campionarie, si sono individuati 36 produttori di *pellet*, di dimensioni medio-grandi, da ritenersi i principali, concentrati prevalentemente nelle regioni del Nord Italia, dove, sotto l'influenza di Stati quali l'Austria (che presenta un mercato dei *pellet* già da tempo consolidato), è nato, 4-5 anni fa, il mercato nazionale del *pellet* di legno, e dove si riscontra oggi un maggiore il livello di consumo nazionale di *pellet* dovuto alla più alta diffusione di piccoli sistemi di riscaldamento domestico.

Tale numero di produttori nazionali (con un numero stimato di addetti totali pari alle 80 unità), è da considerarsi in difetto rispetto al numero reale che sembra attestarsi sulle 100 unità. Negli ultimi due anni sono entrate nel mercato numerose aziende di medio-piccole dimensioni. Queste rappresentano oggi circa il 40% del totale, e hanno visto nel *pellet* un valido strumento per permettere lo smaltimento e il successivo riutilizzo dei propri residui legnosi (la produzione di *pellet* rappresenta quindi una loro attività secondaria). Una possibile stima dei consumi di *pellet* è stata effettuata attraverso la determinazione del numero di impianti funzionanti a *pellet*, presenti sul mercato italiano. La tipologia principale dei consumatori di *pellet* è rappresentata infatti dagli utenti in possesso di piccole stufe per uso domestico; seguiti dalle caldaie dei riscaldamenti autonomi e dai riscaldamenti centralizzati di grandi edifici. L'analisi ha portato a valutare, per il 2003, la presenza in ambito nazionale di circa 125.000 stufe a *pellet*, di potenza variabile da 8 a 12 kW, e un conseguente consumo complessivo annuo stimato di 173.000 tonnellate. Si è poi stimata una diffusione di caldaie a *pellet* di media dimensione, con potenza di 30-35 kW, superiore alle 500 unità, con un consumo complessivo di 2.300 tonnellate e infine la presenza di circa 20 impianti per il riscaldamento centrale degli edifici con un consumo attribuibile di 2.000-2.500 tonnellate annue. Ad oggi, il consumo complessivo di *pellet* in Italia sembra attestarsi sulle 250.000 tonnellate annue. Tutto il *pellet* prodotto in Italia viene venduto interamente all'interno dei confini nazionali, ma soprattutto nelle regioni del Nord d'Italia, principale area di concentrazione non solo produttiva, ma anche di consumo.

Nella quasi totalità dei casi, inoltre, il *pellet* viene fornito direttamente dai produttori di stufe a *pellet* ai clienti nei propri punti vendita, al fine di incentivare la vendita degli impianti il cui costo è superiore rispetto ai classici camini o stufe a legna, evitando al consumatore i disagi di reperire il combustibile necessario. Infine, non si hanno flussi di esportazione di tale prodotto, mentre il livello di importazione è risultato nel 2004 pari a oltre 100.000 tonnellate (di cui 25.000 dalla sola Austria).

10.10 Barriere all'adozione

Il rapporto del Bioenergy Strategy Group (2004) elenca le seguenti tra le barriere allo sviluppo delle bio-energie:

- assenza di una chiara e visibile politica governativa sulle bio-energie;
- bassa competitività sul mercato del prodotto di filiere e delle tecnologie bio-energetiche;
- pratiche legali e iter amministrativi lenti;
- l'impegno a lungo termine e l'attesa del primo profitto per alcune colture energetiche;
- i costi capitali sono quasi sempre più alti per i progetti di bioenergia rispetto alle equivalenti fonti fossili convenzionali (es. i moderni boiler alimentati a legno e le stufe sono considerevolmente più costosi rispetto ai loro equivalenti alimentati a gas o con prodotti petroliferi);
- mancanza di conoscenze tra i finanziatori;
- per la cogenerazione, barriere relative alla vendita di elettricità; alla connessione alla rete, all'accesso al mercato e alla determinazione dei prezzi di vendita;
- per la co-alimentazione (es. legno con torba in una centrale elettrica alimentata a torba), accordi contrattuali con i fornitori di combustibile di torba e accordi di Public Service Obligation.

Tuttavia è chiaro che l'azione di alcune di queste barriere è stata ridotta nei due anni successivi alla pubblicazione del report. La competitività delle bio-energie contro le fonti fossili è stata migliorata considerevolmente con i recenti aumenti dei prezzi del petrolio e del gas. Il rapporto 2003 dell'ITABIA stima la disponibilità di biomasse in Italia a circa 20-22 milioni di tonnellate: di queste, circa 6 milioni provenienti da residui dell'industria del legno, circa 1,5 milioni da residui agroindustriali, circa 6 milioni da residui forestali e circa 7,5 milioni da residui di colture erbacee ed arboree. Per quanto riguarda, invece, la potenziale diffusione delle coltivazioni dedicate alla produzione di biomassa, anche in questo caso i fattori da considerare sono numerosi (strutturali, geografici, economici, sociali ecc.) e di non facile interpretazione. Una possibile stima fa ammontare a 1 milione di ha il territorio che potrebbe essere destinato alla riconversione a colture annuali o poliennali per la produzione di biomassa da energia. Ipotizzando una produttività media dell'ordine delle 10 t/anno di biomassa, si raggiunge un potenziale globale di 10 milioni di t/anno, da aggiungere alla residuale già evidenziata.

10.11 Politica rilevante, legislazione e supporti governativi

Usualmente le politiche sull'energia generata dal legno sono incorporate nella politica generale sulle fonti rinnovabili. A conferma di ciò, il Libro Verde sull'energia del 2006 fissa come obiettivo che il 50% dell'energia rinnovabile utilizzata per riscaldare (5% del combustibile usato per il riscaldamento da rinnovabili entro il 2010) deve derivare dalla biomassa. I progetti sull'energia prodotta dal legno sono soggetti alla medesima pianificazione e alla legislazione sulla valutazione dell'impatto ambientale.

Se gli scarti del legno sono usati come combustibile, sarà applicata la legislazione inerente la gestione degli scarti. Fatte tali considerazioni, si è ritenuto opportuno limitare l'attenzione alla normativa legata ai generatori di calore "domestici"; bisogna tenere presente che questa rappresenta il risultato di studi e proposte di tecnici impegnati a migliorare la qualità della vita, ovvero ridurre i pericoli che derivano dall'uso di determinati apparecchi. Nel caso dei generatori di calore, i potenziali rischi legati al malfunzionamento, qualsiasi siano i motivi, possono avere risvolti negativi non solo per il rendimento

(con conseguenti costi superiori per il riscaldamento) e per le cose, gli animali e l'ambiente (maggiore inquinamento ecc.), ma soprattutto per le persone. Chi non segue le regole di corretta applicazione e gestione dell'impianto termico in ogni suo singolo componente (generatore di calore, camino, vaso di espansione aperto, collegamenti elettrici, vari sistemi di sicurezza ecc.) mette a rischio la propria salute, quella di tutte le persone che vivono con lui e di tutte le persone che ospita.

10.11.1 Obblighi per gli impianti di potenza inferiore a 35kW

La caldaia deve avere un "libretto di impianto" dove riportare le operazioni di prima installazione e di manutenzione ordinaria e straordinaria. La responsabilità dell'impianto è dell'occupante a qualsiasi titolo (proprietario o inquilino) dell'immobile. La manutenzione deve essere affidata ad una ditta abilitata. Per l'esercizio e la manutenzione dell'impianto termico il D.P.R. n. 412/93, come modificato dal D.P.R. n. 551/99, individua un unico responsabile che può essere:

- il proprietario dello stabile (se non c'è un amministratore);
- l'amministratore;
- un terzo responsabile da essi designato.

Il responsabile deve apporre la propria firma sul Libretto di impianto e risponde della sua corretta compilazione. Nel caso la responsabilità dell'impianto sia in capo all'amministratore o al proprietario, la manutenzione deve essere in ogni caso affidata ad una impresa abilitata ai sensi della legge 5 marzo 1990, n.46.

10.11.2 Per tutti gli impianti

Le imprese che realizzano un impianto termico o lo modificano devono rilasciare una dichiarazione attestante l'effettuazione dei lavori "a regola d'arte" ai sensi della legge 5 marzo 1990, n.46.

Le funzioni di controllo sul rendimento energetico degli impianti termici sono esercitate dalle Province.

In seguito all'applicazione dei Decreti Bassanini alcune competenze regionali sono passate alle Province, tra queste vi sono anche quelle di emanare bandi per i contributi finalizzati al risparmio energetico.

Gli interventi di miglioramento dell'efficienza energetica, compresa la sostituzione del generatore di calore, rientrano tra quelli che usufruiscono della detrazione del 55% nella dichiarazione dei redditi Legge 27 dicembre 2006, n. 296 - Finanziaria 2007).

10.12 Caso studio sulla fattibilità finanziaria (esempio irlandese)

Il Tipperary Institute (TI) sta attualmente esaminando la fattibilità dell'utilizzo del combustibile legnoso per fornire riscaldamento degli ambienti e acqua calda per il suo edificio principale nel campus della città di Thurles. Attualmente l'edificio principale è riscaldato da due caldaie alimentate da cherosene, ciascuna della capacità di 700KWth di resa massima, che usano un totale di 40.000 litri di cherosene all'anno (Figura 10.10). Le caldaie operano alternativamente - il fabbisogno di calore dell'edificio non richiede il funzionamento simultaneo di entrambe.



Figura 10.10 : TI (Thurles campus), serbatoio e caldaie alimentate a cherosene

In questa valutazione iniziale di pre-fattibilità sono stati intraprese le azioni seguenti:

1. Calcolo dell'energia primaria attualmente usata e del relativo costo
2. Calcolo dell'energia netta attualmente usata
3. Calcolo del fabbisogno di energia primaria per una nuova caldaia alimentata a legna
4. Calcolo del numero di tonnellate di cippato o di pellet necessario a soddisfare il fabbisogno di energia primaria
5. Calcolo del risparmio ottenuto comparando la vecchia alimentazione con la nuova alimentazione a legna
6. Stima del costo di investimento per la nuova caldaia alimentata a legna
7. Calcolo del periodo di simple payback (tempo di ritorno dell'investimento) per la nuova caldaia
8. Stima dell'area della piantagione a ceduo di salici richiesta per produrre il cippato necessario ad alimentare l'impianto.

Azione 1

Il SEI (Sustainable Energy Ireland 2006) stabilisce i costi attuali di cherosene a 73,3 centesimi per litro, con un contenuto di energia di 10,56 kWh per litro. Ciò vuol dire che l'edificio consuma 422.400 kWh per anno di energia primaria (40.000 litri di cherosene x 10,56 kWh per litro) a un costo di € 29.320 (40.000 litri x €0,733 per litro).

Azione 2

Le caldaie a cherosene raggiungono un'efficienza dell'80%, quindi l'energia netta prodotta nell'edificio del Tipperary Institute è inferiore all'energia primaria immessa (Figura 10.11).

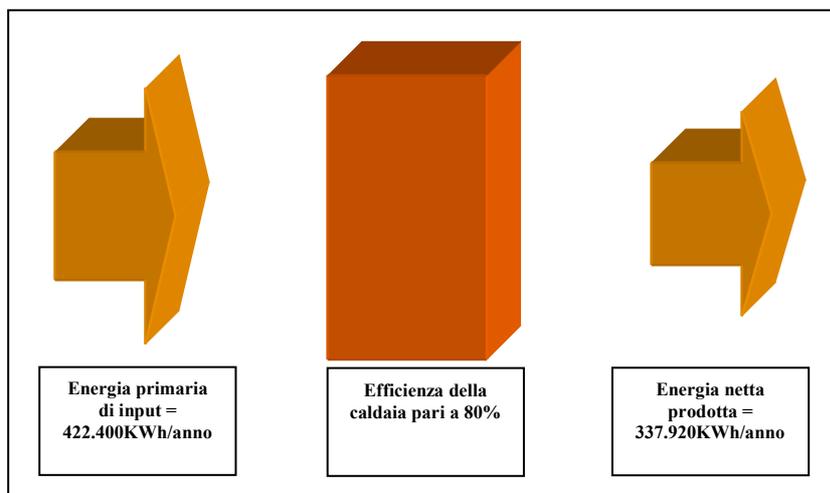


Figura 10.11 : Input di energia, efficienza di conversione e produzione di energia

Azione 3

Seguendo l'esempio irlandese, per il Programma SEI Bioheat Boiler Deployment, l'efficienza deve essere del 90% o più per le caldaie alimentate a legno più grandi di 200 kW.

Se si suppone che la nuova caldaia raggiunga un'efficienza del 90%, sarà necessaria una minore quantità di energia primaria per ottenere la stessa quantità di energia netta prodotta. Il fabbisogno di energia primaria necessaria per la nuova caldaia: $337.920 \text{ kWh} \div 0.90 \text{ (90\%)} = 375.467 \text{ kWh}$.

Azione 4

Il TI sta esaminando due possibili forme di combustibile legnoso - il cippato e il pellet. Una volta noto il fabbisogno di energia primaria, il numero di tonnellate di cippato o pellet necessario ogni anno per alimentare la nuova caldaia può essere calcolato usando la Formula 10.12 come illustra la Tabella 10.13.

$$\text{Quantità di combustibile (kg)} = \text{Input di energia (kWh)} / \text{Combustibile PCN (kWh / kg)}$$

Formula 10.12 : Quantità di combustibile immessa

La Tabella 10.2 illustra l'influenza dell'umidità sul contenuto energetico e quindi sul fabbisogno del combustibile legnoso. Il pellet possiede una bassa umidità rispetto al cippato, quindi il sistema ha bisogno di una quantità minore di pellet per fornire una certa quantità di energia primaria.

Pellet	Cippato
MC _{wb} = 10% PCN = 4,8 kWh per Kg	MC _{wb} = 28% PCN = 3,7 kWh per chilogrammo
Pellet input (kg) = $375.467 \text{ kWh} \div 4,8 \text{ kWh/kg} = 78.222 \text{ kg} = 78,2 \text{ tonnellate}$	Cippato input (kg) = $375.467 \text{ kWh} \div 3,7 \text{ kWh/kg} = 101.478 \text{ kg} = 101,5 \text{ tonnellate}$

Tabella 10.13 : Fabbisogno di combustibile legnoso

Azione 5

Il risparmio nel consumo annuale di combustibile può ora essere calcolato (Tabella 10.14). I prezzi di consegna per il pellet e per il cippato derivano da SEI (2006).

Pellet	Cippato
Costo = € 170/t	Costo = € 100/t
78,2 tonnellate x € 170/t = € 13.294	101,5 tonnellate x € 100/t = € 10.150
Risparmio = € 29.320 - € 13.294 = € 16.026	Risparmio: € 29.320 - € 10.150 = € 19.170

Tabella 10.14 : Risparmio ottenuto sostituendo il combustibile fossile con quello legnoso

Azione 6

Una prima stima del costo di investimento delle caldaie alimentate con combustibile legnoso può essere ottenuta dalla documentazione del Programma SEI Bioheat Boiler Deployment. Il Programma stabilisce i costi massimi del kW installato, come illustrato nella in Figura 10.9.

I costi ammissibili includono il costo della caldaia, del sistema di alimentazione, dell'immagazzinamento e dell'installazione. Costi aggiuntivi potrebbero essere sostenuti per la progettazione del sistema. Tuttavia, i costi presi in esame dal Programma possono essere considerati adeguati per questo studio di pre-fattibilità. Il TI suppone che una nuova caldaia alimentata con combustibile legnoso non dovrebbe avere le stesse dimensioni della attuale caldaia a cherosene e che una capacità di 350 kW_{th} dovrebbe essere sufficiente. Come si evince dalla Figura 10.15, la caldaia dovrebbe avere un costo stimato di € 423/kW.

Il suo costo totale dovrebbe essere quindi di: € 423/kW x 350 kW = € 148.050.

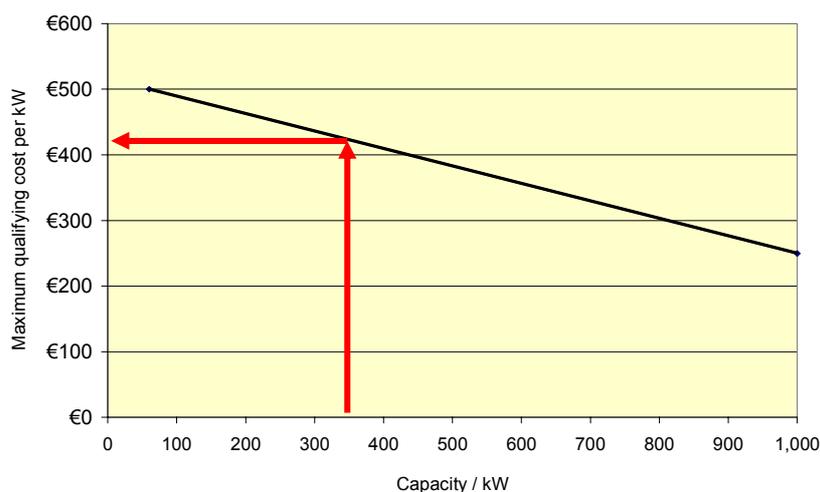


Figura 10.15 : Costi considerati nel Programma SEI Bioheat Boiler Deployment

Azione 7

Il periodo di simple payback può essere calcolato dividendo il costo della nuova caldaia per il risparmio annuale nel consumo di combustibile, come illustrato nella Tabella 10.16 (supponendo che i costi della caldaia non riferibili al combustibile saranno gli stessi che per le caldaie alimentate a cherosene).

Pellet	Cippato
€148.050/€16.026 = 9,2 anni	€148.050/€19.170 = 7,7anni

Tabella 10.16 : Periodo di Simple Payback

Il Programma del SEI Bioheat Boiler Deployment prevede un contributo del 30% sui costi ammissibili. Se si ottenesse tale contributo, il costo netto della nuova caldaia sarebbe di € 148.050 x 70% = € 103.635 e il periodo del Simple Payback si ridurrebbe, come illustra la Tabella 10.17.

Pellet	Cippato
€ 103.635 / € 16.026 = 6,5 anni	€ 103.635 - € 19.170 = 5,4 anni

Tabella 10.17 : Periodo di Simple Payback con contributo

Azione 8

Il fabbisogno di cippato della nuova caldaia alimentata a legna potrebbe essere garantito dalle piantagioni locali di salici a ceduo di corta rotazione. E' inoltre opportuno stimare il numero di ettari necessari da dedicare alla piantagione. Una resa media di 10 tonnellate di legno essiccato per ettaro dovrebbe essere una previsione ragionevole. Tuttavia il salice, appena raccolto non è asciutto - al contrario, esso avrà un'umidità di circa il 50% sulla base del peso umido. Il combustibile derivante dal salice sarà seccato prima dell'immagazzinamento e dell'uso, idealmente al 30% MC_{wb} o meno (i precedenti step suppongono il cippato al 28% MC_{wb}). La Figura 10.18 illustra che una resa di 10 tonnellate di legno essiccato per ettaro per anno è equivalente a :

- 20 tonnellate verdi per ettaro per anno a 50% MC_{wb}
- 13,9 tonnellate verdi per ettaro per anno a 28% MC_{wb}

L'area della piantagione di salici necessaria per fornire il cippato è quindi:

$$101,5 \text{ t verdi per anno} / 13,9 \text{ t verdi} \times \text{ha} \times \text{anno} = 7,3 \text{ ha}$$

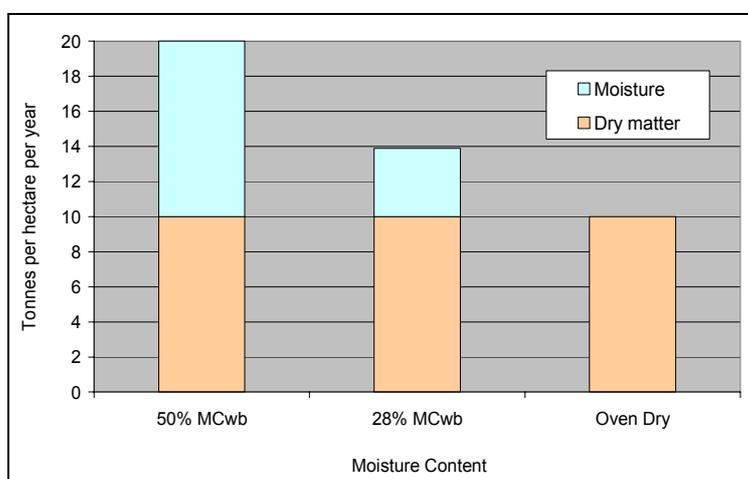


Figura 10.18 : Rese del salice riferite a differenti percentuali di umidità

La sezione sulle "Fonti di ulteriori informazioni" elenca software per l'analisi di pre-fattibilità che possono essere usati per valutare più approfonditamente la fattibilità dell'uso del legno come combustibile.

10.13 Pellet e cippato in Italia

In Italia in funzione del costo della materia prima utilizzata, varia anche il costo di produzione del *pellet*, che si attesta in un intervallo che va da 5,5 c€/kg a 9,5 c€/kg, e necessariamente risulta variabile anche il prezzo finale del combustibile, pari a 11÷17 c€/kg, per la vendita all'ingrosso, e 20÷26 c€/kg,

per il dettaglio. Gli impianti di riscaldamento a biomassa sono caratterizzati da alti costi di investimento e da bassi costi di esercizio.

Nel seguito vengono fornite indicazioni in merito ai costi dei componenti tecnologici per un impianto di riscaldamento domestico a *pellet* e a cippato.

Nel sistema a *pellet* i costi comprendono caldaia, sistema di estrazione del *pellet*, bollitore per acqua sanitaria e centralina di regolazione; nel sistema a cippato i costi comprendono caldaia, estrattore del cippato, ciclone centrale di regolazione.

I prezzi, espressi in €/kW, esclusa l'IVA, sono riferiti alle sole apparecchiature e sono da considerarsi orientativi. A questi costi va aggiunta l'installazione, che incide in misura variabile dal 20 al 50% del costo delle apparecchiature a seconda delle diverse situazioni impiantistiche. I prezzi indicati dai grafici successivi si riferiscono a impianti basati su tecnologie avanzate, il cui costo può essere notevolmente superiore a quelli di sistemi più semplici disponibili sul mercato.

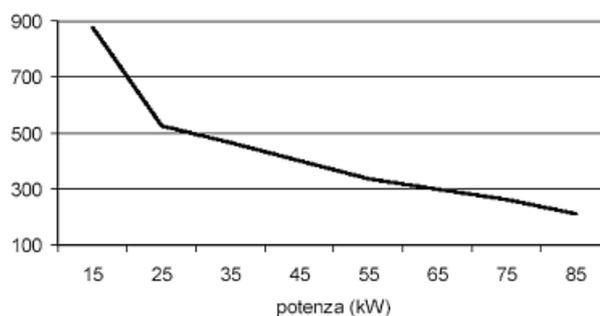


Figura 10.19 : Costi indicativi di un impianto a pellet
Fonte : da elaborazione ITABIA 2004

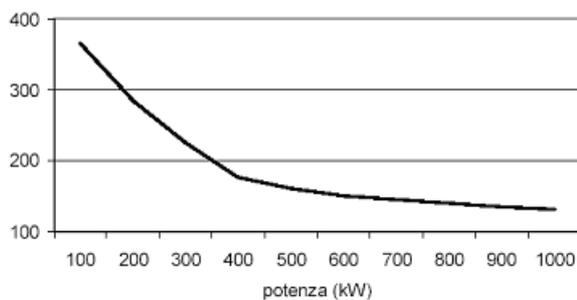


Figura 10.20 : Costi indicativi di un impianto di riscaldamento a cippato (€/kW)
Fonte : da elaborazione ITABIA 2004

	unità	Chips	Pellet	Gasolio	Gas
Investimento	€	15.750	14.700	10.000	8.500
Costo capitale	€/anno	1.110	1.049	704	594
Costo esercizio	€/anno	8.310	8.839	16.294	13.094
Costo per MWh	€/MWh	55	59	109	87

Figura 10.21 : Aspetti economici per l'utente*. Anno 2003

* Valutazioni riferite a una caldaia da 100kW con funzionamento pari a 1.500 h/anno

Fonte : CTI

10.14 Calcolo del fabbisogno di combustibile legnoso annuo: esempio italiano

1. Determinare il fabbisogno energetico richiesto per riscaldare la nostra abitazione (kWh) :
caso a - casa monofamiliare di 5 locali, mal coibentata (situazione normale) : 15 kWh
caso b - casa monofamiliare di 5 locali ben coibentata : 8 kWh
2. Indicare il numero di ore/anno in cui si intende riscaldare i locali: es. 12 ore al giorno per i 3 mesi più freddi, 6 ore al giorno per i 3 mesi autunno-primaverili, per un totale di 1600 ore/anno
3. Calcolare il fabbisogno energetico in kWh per il riscaldamento di un anno: kWh (fabbisogno, vedi punto 1) x numero di ore = kW necessari :
caso a - $15 \times 1.600 = 24000 \text{ kWh}$
caso b - $8 \times 1.600 = 12800 \text{ kWh}$
4. La quantità di legno in tronchetto (stagionato 2 anni) necessaria per produrre 100 kWh corrisponde approssimativamente a 40 - 45 kg :
(40 kg [di legno] X 3,6 kWh [potere calorifico] X 0,60 - 0,70 [rendimento medio stagionale di un generatore di calore di tipo innovativo])
caso a - $24.000 \times 45 / 100 = 10800 \text{ kg} = 108 \text{ q di legno} \pm 10 \text{ q}$
caso b - $12800 \times 45 / 100 = 5800 \text{ kg} = 58 \text{ q di legno} \pm 8 \text{ q}$

10.15 Sintesi

Esistono molte tipologie di legno per ottenere combustibili e diverse forme convenienti nelle quali il legno può essere convertito. Le tecnologie di conversione si basano generalmente sulla combustione, ma possono generare calore, elettricità o entrambi. Minore è l'umidità del legno maggiore è il suo contenuto energetico per unità di peso. L'energia derivata dalla combustione del legno sta diventando sempre più competitiva dato che i costi delle fonti fossili sono in aumento e le politiche e i supporti per l'energia pulita stanno cambiando in meglio.

Ulteriori fonti di informazione

- Bioenergy International : www.bioenergyinternational.com
- COFORD : www.coford.ie | www.woodenergy.ie
- Dwellings Energy Assessment Procedure (DEAP) : www.epbd.ie
- Educational web site created by IEA Bioenergy Task 29 : www.aboutbioenergy.info
- Irish Bioenergy Association : www.irbea.org
- Progetto BIOHEAT : www.bioheat.info/handbook/heatcostel.html
- RETScreen software scaricabile gratuitamente dal sito : www.retscreen.net
- Sustainable Energy Ireland : www.sei.ie
- WESST (Wood Energy Supply Systems Training) : www.wesst.com

Riferimenti

Bioenergy Strategy Group, 2004 - *Bioenergy in Ireland. A Strategic Report of the Bioenergy Strategy Group for the Department of Communications, Marine and Natural Resources*. Dublin.

Biofire, 2007. *Ceramic Tile Stoves*, www.biofire.ie. Salzburg, Austria.

Centre for Biomass Technology, 1999 - *Wood for Energy Production: Technology - Environment - Economy*. 2nd Edition. The Danish Technological Institute, dk-TEKNIK Energy & Environment and The Danish Forest and Landscape Research Institute, Denmark.

DCMNR, 2006 - *Renewable Energy Feed in Tariff (RE-FIT - 2006)*, www.dcmnr.gov.ie. Department of Communications, Marine and Natural Resources, Dublin.

Electrowatt-Ekono (UK) Ltd. & Tipperary Institute, 2003 - *COFORD Strategic Study: Maximising the Potential of Wood Use for Energy Generation in Ireland*. National Council for Forest Research and Development (COFORD), Dublin.

ENEA - LE FONTI RINNOVABILI, 2005 - *Lo sviluppo delle rinnovabili in Italia tra necessità e opportunità*.

Greenheat Ltd., 2007. *Products - Wood Fuels*. www.greenheat.ie. Caherconlish, Co Limerick, Ireland.

Healion, K., 2002 - *COFORD Connects: Wood as a Renewable Source of Energy*. National Council for Forest Research and Development (COFORD), Dublin.

Healion, K., Guest, C., Hoyne, S., Bruton, T., Kent, T., Domac, J., Jossart, J-M. and Krell, K., 2005 - *Bioenergy Training and Education Needs*. Report for SEI by Tipperary Institute, Bruton Bioenergy, Waterford Institute of Technology and an international panel of experts. SEI, Dublin.

Howley, M., O'Leary, F. and Ó Gallachóir, B., 2006. *Energy in Ireland 1990 - 2005 Trends, Issues, Forecasts and Indicators*. Energy Policy Statistical Support Unit, SEI, Cork, Ireland.

National Biofuels, 2007. *Photographs*. www.nationalbiofuels.ie. Wexford, Co. Wexford, Ireland.

O' Leary, F., Howley, M., Ó Gallachóir, B. and Waugh, T., 2006 - *Renewable Energy in Ireland 2005 Update*. Energy Policy Statistical Support Unit, SEI, Cork.

SEI, 2006 - *Fuel Cost Comparison*, www.sei.ie. Dublin.

SEI, 2007. *Greener Homes Scheme/Frequently Asked Questions*. www.sei.ie. Dublin.

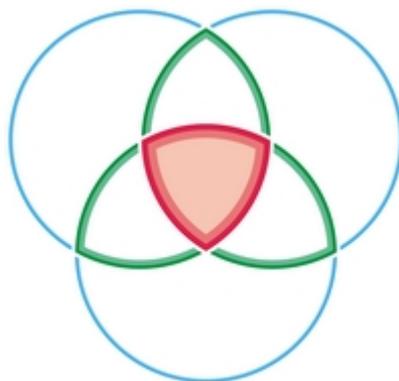
The Organic Energy Company, 2007. *Ökofen Wood Pellet Heating Systems*. www.organicenergy.co.uk. Welshpool, Powys, United Kingdom.

The Sustainable Landuse Company, 2007. *leaflet - Wood - Solare - Heating - and Evaporative Cooling Systems*. www.donegalorganic.ie. Glenties, Co. Donegal, Ireland.

Tipperary Institute. Immagini fotografate dallo staff del Tipperary Institute, Thurles and Clonmel, Co. Tipperary, Ireland.

Waterford Stanley, 2007. *Stanley Products*. www.waterfordstanley.com. Waterford, Ireland.

Wikimedia Foundation, 2006. Varie pagine in Wind Energy Section in: www.wikipedia.org, Florida, USA.



Capitolo

11

ENERGIA DA BIOCOMBUSTIBILI LIQUIDI

Bernard Rice, Teagasc, Oapark¹⁷

Editing:

Clifford Guest, Tipperary Institute

¹⁷ Il materiale in questo capitolo è edito da *SEI briefing Note on Liquid biofuels* (2003) per gentile concessione di SEI e dell'autore Mr. Bernard Rice. Editing e aggiunte al testo originale sono a cura del Tipperary Institute.

11. ENERGIA DA BIOCOMBUSTIBILI LIQUIDI

11.1 Obiettivi

- Comprendere i differenti approcci tecnici utilizzabili per produrre biofuels
- Prendere conoscenza dell'attuale produzione di biofuels in Italia e del suo potenziale futuro
- Essere in grado di identificare i benefici e le barriere esistenti alla produzione di biofuels
- Essere a conoscenza della politica e della legislazione italiana e dell'Unione europea;
- Comprendere gli elementi chiave relativi alla fattibilità finanziaria
- Essere consapevoli degli aspetti principali nella realizzazione di un progetto di biofuels in Italia attraverso l'analisi di un caso studio

11.2 Definizioni e classificazioni

Nella proposta originaria della Commissione europea per la stesura della Direttiva sui biofuel erano indicate tre principali categorie di carburanti alternativi:

- i *biocombustibili*, combustibili derivanti dalle coltivazioni di biomasse o di sottoprodotti, utilizzabili nei veicoli a motore o nei sistemi di riscaldamento;
- il *gas naturale*, con possibili usi futuri su larga scala per l'alimentazione di automobili;
- l'*idrogeno*, prodotto attraverso il gas naturale o l'elettrolisi che è il metodo più diffuso di produzione su larga scala¹⁸.

I biofuel possono essere considerati come potenziali sostitutivi o integrativi dei combustibili minerali come il diesel o la benzina. Possono essere suddivisi in numerose categorie, le due principali sono:

- gli *oli vegetali/grassi animali* che possono essere usati in forma non trattata o convertiti in biodiesel;
- il *bioetanolo* prodotto dalla fermentazione di materiali organici come la barbabietola da zucchero, i cereali, ecc.

Sono inclusi fra gli oli vegetali quegli oli ricavati dalle coltivazioni di sementi come la colza o la camelina sativa e i residui degli oli vegetali (o oli vegetali recuperati - OVR) come gli scarti degli oli usati dall'industria alimentare.

I grassi animali includono il sego prodotto dalle industrie di trasformazione.

Altri tipi di biofuels, che non saranno trattati in questo capitolo, sono:

- il *biogas* (composto principalmente da metano), estratto dalle discariche o dai sistemi di digestione anaerobici, che può essere usato in forma compressa nei veicoli;
- il *biometanolo* e il metil etero (DME), prodotti da biomassa derivata da metano, che richiamano un limitato interesse se comparati ad altre alternative;
- il *biopetrolio*, prodotto dalla pirolisi di biomasse, che continua ad essere oggetto di ricerca, anche se da un punto di vista commerciale ha ancora una valenza limitata.

¹⁸ Il futuro dell'idrogeno, classificato come un combustibile rinnovabile, dipenderà da come è prodotto. La biomassa è una possibile fonte per la produzione di idrogeno e gli sviluppi delle nuove tecnologie (gassificazione termica, ecc.) saranno importanti per facilitarne lo sfruttamento.

Le tecnologie attualmente utilizzate per sfruttare gli oli vegetali ed il bioetanolo sono attualmente ben sviluppate e hanno raggiunto un alto grado di accettazione commerciale in molti paesi.

11.3 Tecnologie biofuel

11.3.1 Oli vegetali/grassi animali

A. Introduzione

Gli oli vegetali ed i grassi animali possono costituire una fonte di combustibile rinnovabile di alta qualità utilizzabile sia nei motori diesel sia nei sistemi di riscaldamento centralizzati. Alcuni di questi utilizzi sono già stati sviluppati; mentre altri sono ancora in fase di perfezionamento.

L'uso di questi combustibili dà luogo alla riduzione delle emissioni di gas serra dato che emettono carbonio neutrale¹⁹. È noto, comunque, che ci sono emissioni di gas serra associate alla produzione di questi combustibili, essendo utilizzata nella loro produzione energia derivante da fonte fossile. Concetto questo di cui tener conto nel calcolo delle emissioni basato sull'analisi del ciclo di vita. Questi combustibili non contengono zolfo, sostanza che aumenta le emissioni dei gas serra, e sono biodegradabili, il che riduce i rischi di inquinamento da fuoriuscite. Per tali motivi potremmo considerare questi combustibili eccellenti ed il loro uso potrebbe essere diretto a quelle applicazioni che utilizzano nel miglior modo i loro vantaggi in termini di salute e di rispetto dell'ambiente.

Ci sono problemi con la qualità e la stabilità di questi combustibili infatti, in Europa e negli Stati Membri, sono in fase di studio degli standard sia per l'olio di colza sia per il biodiesel.

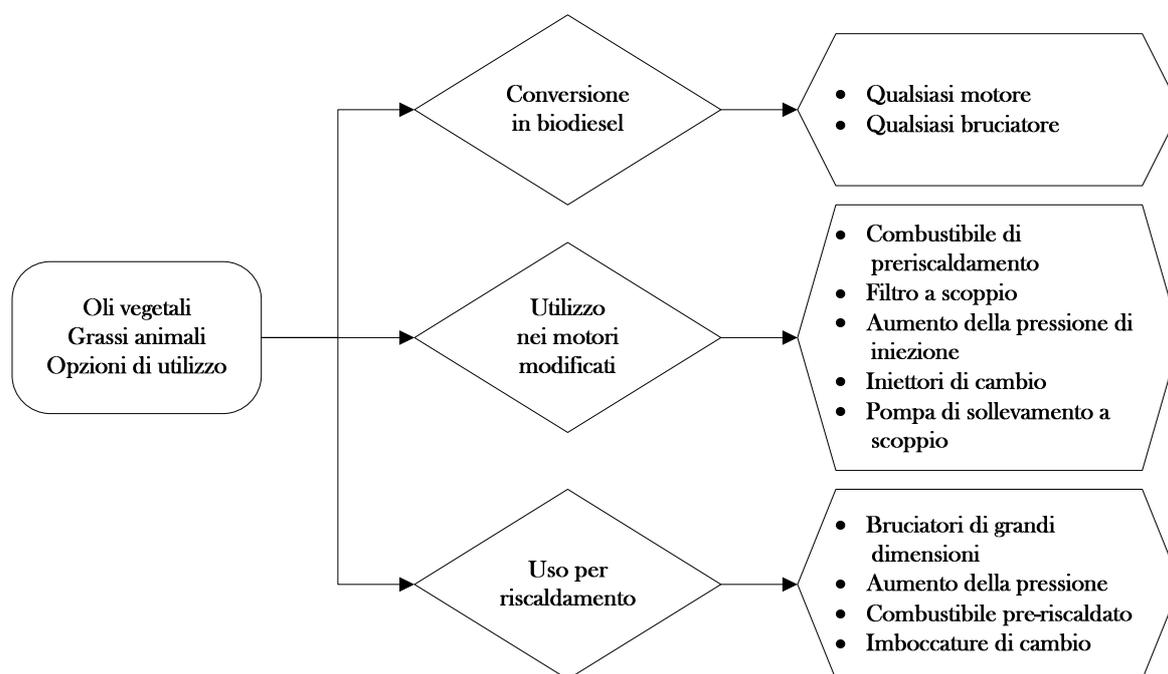


Figura 11.1 : Opzioni d'uso degli oli e dei grassi

¹⁹ Il carbonio emesso dalla combustione è quello inglobato dalla pianta durante la sua crescita, per questo non dà luogo a immissioni addizionali nell'atmosfera.

B. Materie prime

Coltivazioni di semi oleiferi

Attualmente, fra gli oli vegetali, il combustibile principalmente usato negli Stati Membri dell'UE è il biodiesel. L'olio vegetale è prodotto da raccolti di semi oleiferi coltivati su terreni dedicati. Questi raccolti sono principalmente costituiti dalla colza in Europa Settentrionale, e dal girasole in Europa Meridionale.

La produzione di biodiesel è in crescita ovunque. I dati pubblicati dello European Biodiesel Board (Unione europea produttori di biodiesel) confermano un grande interesse per questo tipo di produzione di biocombustibile. Negli ultimi anni, in **Italia**, si è registrato un incremento del 23% circa nella produzione di biodiesel. Si è registrata una significativa crescita anche sui mercati spagnolo e britannico. Dal 2004 al 2005, questi due ultimi mercati sono rispettivamente passati da una produzione di 13.000 tonnellate ad una di 73.000 il primo e da 9.000 a 51.000 tonnellate il secondo.

Le coltivazioni di semi oleiferi potrebbero anche fornire, come sottoprodotto, una fonte naturale di organismo geneticamente modificato (OGM), privo di proteine animali che potrebbe essere prontamente commerciabile con un'immagine pubblica positiva.

Oli vegetali recuperati

Una materia prima meno costosa potrebbe essere l'olio vegetale recuperato (OVR) dalle industrie alimentari. L'*olio vegetale di scarto* è l'olio recuperato dagli oli alimentari esausti (comunemente abbreviati in OAE) o da altri processi affini di recupero di olio vegetale.

In **Italia** il Decreto Ministeriale del 27 novembre 2003 istituiva un contributo a carico dei produttori di oli vegetali, emanato sulla base del così detto Decreto Ronchi (articolo 47, comma 9, lettera d del D.lgs n. 22/97), legge-quadro sui rifiuti, in base al principio di porre il costo dello smaltimento a carico dei produttori delle fonti di inquinamento.

Con i proventi del contributo veniva finanziato il CONOE (Consorzio Obbligatorio Nazionale raccolta e trattamento Oli e grassi vegetali ed animali Esausti).

Dal 1984, in Italia, è attivo il Consorzio per la raccolta degli oli usati, un'attività che ha registrato risultati costantemente crescenti. In assoluto fino ad oggi il Consorzio ha raccolto circa 1.617.000 tonnellate di oli. Di queste circa 1.584.000 tonnellate sono state riutilizzate: 1.232.000 attraverso la rigenerazione e 352.000 attraverso la combustione. Gli oli, raccolti gratuitamente dai settanta concessionari dislocati in tutta Italia, vengono sottoposti a una complessa serie di analisi chimico-fisiche che servono a identificarne il tipo e la composizione, dopo di che vengono inviati alla rigenerazione, alla combustione o, se è il caso, all'incenerimento. L'uso di questo materiale nelle alimentazioni animali è stato abbandonato fin dall'incidente belga dei polli alla diossina del 1999. Una ricerca Teagasc (Authority irlandese per lo sviluppo dell'agricoltura e dei beni agro-alimentari) insieme con altre ricerche ed esperienze pratiche in Austria, sta dimostrando che può essere usato per produrre del biodiesel di buona qualità.

Grassi animali

Un'altra possibilità che potrebbe essere sfruttata è quella del grasso di manzo proveniente dall'industria che si occupa della liquefazione dei grassi animali, il cui mercato come alimento per

animali è stato abbandonato dalla crisi del BSE²⁰. Il problema dello smaltimento degli scarti di grassi animali prodotti da tali tipi di industrie, gli SRM²¹ (approssimativamente 3.000 tonnellate l'anno), è stato risolto grazie al loro uso nelle caldaie di tali industrie.

Il futuro dei grassi come alimentazione animale è in dubbio e c'è bisogno di esplorare possibilità alternative.

Il loro uso nel riscaldamento è già stato dimostrato, ma la loro applicazione come combustibili per il trasporto o per gli impianti CHP potrebbe avere un più alto valore potenziale.

C. Le tecnologie

L'uso nei motori

Gli oli vegetali possono essere utilizzati come combustibili per motori in 2 modi:

- In maniera non trattata, con delle minime modifiche al motore: questo uso è relativamente recente ma si sta sviluppando rapidamente in alcune zone della Germania. La conversione del motore è effettuata con alcune combinazioni di combustibile da pre-riscaldamento, con una filtrazione addizionale, con l'aumento della pressione della iniezione e la sostituzione degli iniettori (Figura 11.1). I costi di lavorazione dei combustibili ed i costi di apertura delle industrie che li producono sono ridotti al minimo. Gli impianti di produzione in questi casi richiedono un investimento di capitale basso e la fetta di sottoprodotto può essere usata *in loco*.
- È possibile iniziare la produzione su scala ridotta ed espandersi in seguito.
- Convertiti in biodiesel (ad esempio l'alcool metilico di colza - RME, Rape Methyl Ester) ed usati nei motori diesel senza bisogno di modifiche: la Figura 11.2 mostra schematicamente un processo di produzione del biodiesel (methyl ester = estere metilico).

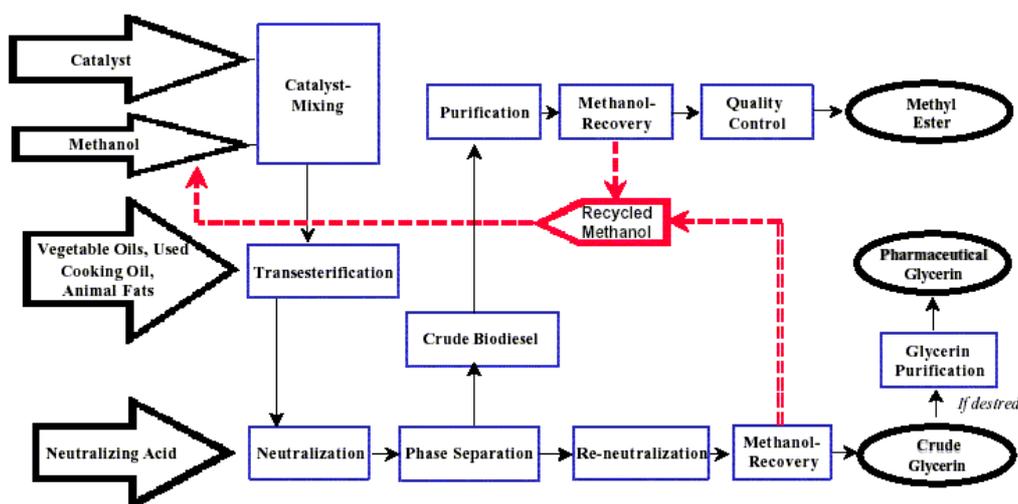


Figura 11.2 : Schema di processo di produzione del biodiesel²²

²⁰ (BSE) Encefalopatia Spongiforme Bovina.

²¹ (SRM) "Materiali pericolosi specifici" che consistono in parti animali (cervello, milza, midollo spinale, ecc.) che contengono con più probabilità l'agente BSE (prioni).

²² Produzione e quantità di biodiesel dal "Tavolo Nazionale del Biodiesel", www.biodiesel.org/pdf_files/prod_quality.pdf.

In Francia il biodiesel è usato come un ingrediente minore (5%) in miscele con il diesel minerale che è venduto al pubblico. In Germania ed in Austria si usa principalmente in forma non diluita. Una produzione efficiente richiede impianti di conversione su larga scala e costi di trasformazione aggiuntivi di 0,05-0,1 €/litro sommati al costo finale del combustibile. Il sottoprodotto principale derivato dalla produzione del biodiesel è la glicerina (o glicerolo). I produttori oleochimici europei si stanno interessando all'effetto distorto delle grandi quantità di glicerina "sovvenzionata" che arriva sul mercato (APAG, *The European Oleochemicals and Allied Products Group*, 2002).

Utilizzo per il riscaldamento

L'uso degli oli vegetali e dei grassi animali per il riscaldamento con bruciatori su larga scala è tecnicamente possibile. La fattibilità finanziaria, comunque, dipende dalle materie prime grezze utilizzate che devono competere con gli oli minerali ad alta densità.

L'uso nel riscaldamento domestico potrebbe essere più conveniente, ma la scarsa disponibilità di piccoli bruciatori idonei ad un prezzo competitivo resta un deterrente.

11.3.2 Bio-Etanolo da barbabietola da zucchero, da cereali o da scarti del legno

A. Introduzione

Il bio-etanolo è prodotto dalla fermentazione di saccarosio e glucosio, gli zuccheri presenti in maggiore quantità nelle colture agricole. Può essere usato come combustibile per i motori come mostra la figura 11.3.

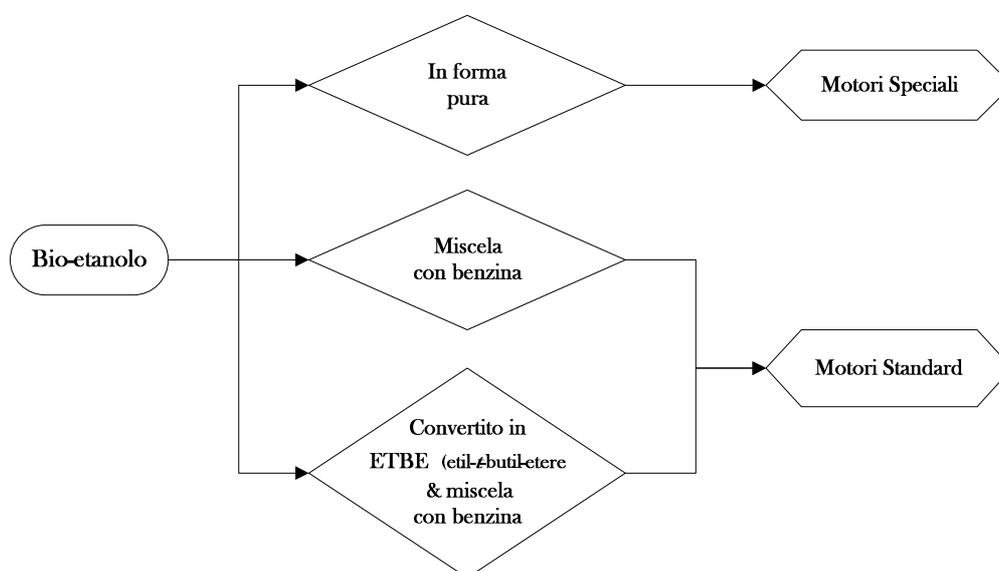


Figura 11.3 : Differenti approcci all'uso del bio-etanolo (carburante) nei trasporti

A parte il suo valore come ossigenatore se miscelato con la benzina, l'uso del bio-etanolo dà luogo a riduzioni delle emissioni di CO₂. Il "National Renewable Energy Laboratory" (NREL) negli Stati Uniti indica un risparmio di 7-10 kg di CO₂ per ogni gallone²³ di benzina sostituito, o 1,85-2,65 kg per litro di benzina sostituito.²⁴

²³ Un gallone statunitense equivale a 3,78 litri.

²⁴ Bioethanol - the Climate Cool Fuel - www.ott.doe.gov/biofuels/pdfs/bioenvro.pdf

B. Materie prime

Per alcune materie prime, la fermentazione può essere preceduta dall'estrazione e dalla preparazione dei carboidrati fermentabili. La fermentazione è sempre seguita dal recupero di bio-etanolo dalla distillazione, per la quale è necessaria una certa quantità di calore.

Le materie prime maggiormente usate per la produzione di etanolo sono: il mais negli Stati Uniti, la canna da zucchero in Brasile, la barbabietola da zucchero ed il grano in Francia.

In futuro potranno essere usati anche materiali più meno costosi che contengono cellulosa, come la paglia e il legno, dato che le tecnologie per sfruttarli sono in fase di sviluppo. In particolare, la produzione di bio-etanolo ricavato dal legno è soggetto a significative attività di ricerca in Europa e in Nord America.

Per esempio, in Italia nel 2005 sono stati importati e utilizzati 99.600 hl di bioetanolo per carburante:

- etanolo importato, anidrificato in Italia, trasformato in ETBE e additivato alle benzine
- volume di etanolo utilizzato corrispondente allo 0,04% del mercato nazionale delle benzine (in contenuto energetico).

Per quanto riguarda l'erba sono possibili due scenari alternativi:

- nel primo, sono convertiti solamente i carboidrati solubili
- nel secondo, è utilizzata anche la cellulosa.

Sono possibili due processi alternativi anche per il cippato: uno utilizza solamente la cellulosa, l'altro utilizza anche lo xilosio (zucchero dal legno).

C. Tecnologie

Il bio-etanolo maggiormente venduto è prodotto dalla fermentazione di saccarosio e glucosio (il secondo ricavato generalmente dall'amido). Alcuni tipi di bio-etanolo sono prodotti anche dalla fermentazione del lattosio. La fermentazione del maltosio, contenuto nella birra e in altri alcool, è un'altra fonte da cui ricavare il bio-etanolo, ma è usata raramente nella sua produzione industriale. Una tipica produzione di bio-etanolo è presentata nel diagramma di flusso della Figura 11.4.

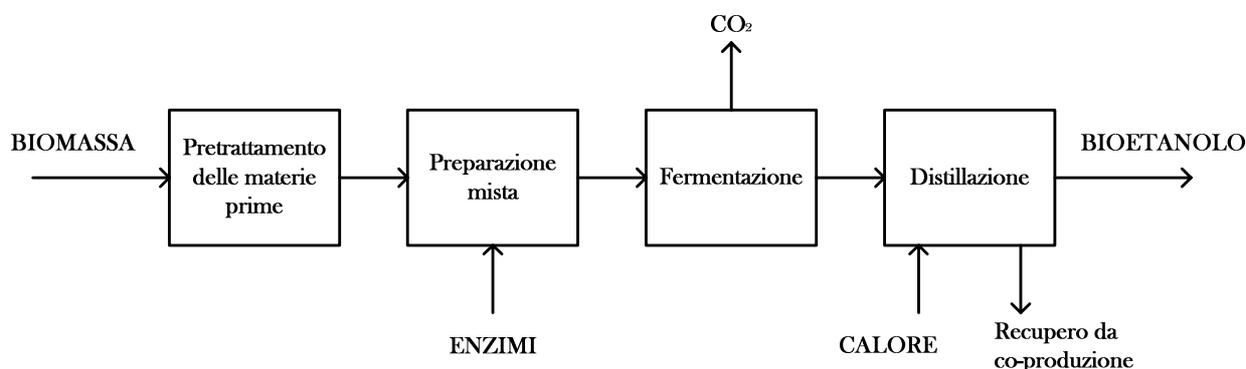


Figura 11.4 : Produzione tipica di bio-etanolo da biomassa

La tecnologia per la produzione industriale di bio-etanolo è migliorata notevolmente negli ultimi venti anni, ma i principi fondamentali rimangono gli stessi:

- estrazione di carboidrati fermentabili dalla materia prima (idrolisi se sono polisaccaridi come l'amido o l'inulina)
- successiva fermentazione e recupero di etanolo da una distillazione a tre fasi.

La fermentazione e il recupero del bio-etanolo sono gli stessi per tutte le materie prime.

I processi individuali differiscono nel pre-trattamento (estrazione e preparazione) dei carboidrati fermentabili.

Ad esempio, il saccarosio presente nelle melasse può essere fermentato direttamente, il saccarosio della barbabietola da zucchero ha bisogno di essere estratto, mentre le materie prime che contengono polisaccaridi hanno bisogno di essere pre-trattate e necessitano dell'idrolisi prima che la fermentazione possa avere luogo.

Esistono tre modi in cui il bio-etanolo può essere utilizzato come combustibile per i motori (Figura 11.3):

- (i) In forma pura, per la quale sono necessari motori speciali. Questo approccio per esempio è piuttosto complesso perché, oltre ad aver bisogno di motori speciali, bisognerebbe creare delle infrastrutture specifiche per la distribuzione.
- (ii) miscele di benzina/etanolo²⁵, che potrebbero essere usate in motori convenzionali a iniezione non modificati, fino a circa un 20% di etanolo. Una Direttiva europea autorizza l'uso di una quota massima del 5% di etanolo nelle miscele insieme alla benzina (Commissione europea, 1985). Questo approccio è largamente applicato negli Stati Uniti dove l'E10 è comunemente utilizzato, purtroppo il suo uso non è stato molto favorito in Europa. Le miscele di benzina/etanolo hanno una pressione di vapore più alta rispetto ad entrambi i combustibili presi singolarmente e questo produce problemi tecnici per il trattamento e il stoccaggio del combustibile.
- (iii) Miscela di etanolo, derivante da estere etilico butilico terziario (ETBE - prodotto dalla reazione del 45% di etanolo con il 55% di isobutilene), e benzina possono essere usate anche in motori non modificati. La Direttiva europea del 1985 autorizza fino al 15% di ETBE nelle miscele. A tal fine sarebbero richiesti impianti addizionali per la conversione dell'etanolo in ETBE. Questo è stato l'approccio più favorevole all'uso dell'etanolo in Europa.

11.4 Potenziale nazionale

Il Protocollo di Kyoto ha dato impulso al settore delle biomasse sia per l'apporto all'assorbimento del carbonio, sia per la sostituzione di combustibili fossili. L'Unione Europea ha definito strumenti concreti per aprire il mercato e favorire gli investimenti nel settore; tra questi, la Direttiva sull'energia elettrica da fonti rinnovabili, quella sui biocarburanti, le specifiche misure per le colture da energia nella P.A.C. e nei Fondi Strutturali.

La produzione europea di biocarburanti è 1.743.500 t, di cui:

- 1.433.160 t di biodiesel (principali produttori: Germania, Francia e Italia);
- 309.500 t di bioetanolo (destinato per la maggior parte alla trasformazione in ETBE, maggiore produttore Spagna).

²⁵ E10 è una miscela formata dal 90% di benzina e dal 10% di bio-etanolo mentre una miscela formata dall'80% di benzina e dal 20% di bio-etanolo è denominata E20.

In Italia le biomasse coprono attualmente il 2-3% del fabbisogno energetico nazionale con una produzione di biodiesel pari a 273.000 t.

Uso	Paese	Veicolo modificato
Biodiesel puro	Germania, Austria	No
Additivo fino al 5% senza etichetta	Francia, Italia	No
Additivo fino al 5% con etichetta	Regno Unito	No
Miscele fino al 30% extra rete	Italia	No
Miscele al 30-40 % con etichetta	Repubblica Ceca	No

Tabella 11.5 : Utilizzo in miscela del biodiesel in EU

In Italia operano attualmente 7 impianti industriali, con una capacità produttiva di 500.000 - 600.000 t/anno, più 2 importatori.

Il bioetanolo in Italia:

- esiste un generale orientamento verso la produzione di bio-ETBE in luogo dell'MTBE;
- la disponibilità potenziale di biomasse zuccherine ed amidacee e la presenza di una significativa industria distillatoria sono la premessa per l'avvio di una filiera nazionale;
- la crescita del mercato dei biocarburanti (e, più in generale, della bioenergia) in Italia mostra una dinamica ancora limitata;
- il trend attuale non consentirebbe di raggiungere gli obiettivi fissati né a livello di sostituzione di fonti fossili, né di riduzione delle emissioni di gas serra;
- appare quindi necessario rimuovere, rapidamente e con determinazione, le numerose barriere che tuttora permangono a livello nazionale e locale.

11.5 Benefici

11.5.1 Oli vegetali e grassi animali per biofuel

I benefici derivanti dallo sviluppo degli oli vegetali e dei grassi animali come diesel per motori o come combustibili per il riscaldamento includono:

- *Implicazioni ecologiche:* le "Life Cycle Analyses" indicano che il biodiesel ha un vantaggio ecologico complessivo superiore al diesel tradizionale (Franke, 1998).
- *Abbattimento di CO₂:* nella letteratura ci sono differenze considerevoli riguardo al risparmio di CO₂ basato sul concetto di ciclo di vita. Ad esempio, Scharmer & Gosse (1996) riportano un livello di diminuzione di 3.25 kg di CO₂ per litro di diesel tradizionale sostituito, mentre le stime basate su un rapporto del DEFRA - Department for Environment, Food and Rural Affairs (2003) indicano una riduzione più modesta di 1.84 Kg di CO₂ per litro di diesel sostituito. Alcune di queste variazioni possono essere spiegate dal grado in cui i co-prodotti e i loro crediti di carbone associati (o i debiti) sono inclusi nei calcoli. Secondo la rivista specializzata CONCAWE (2002), è stimato che l'uso di 20.000 ettari di terreno adoperabili per gli oli vegetali e grassi (che producono 1.3 tonnellate di biodiesel per ettaro), potrebbero

produrre 44.000 tonnellate di biodiesel. Questo rappresenta il 2% del consumo totale di diesel per trasporto su strada. Inoltre, il risparmio di CO₂ annuale risultante (usando il sistema di calcolo usato da DEFRA) sarebbe approssimativamente di 97.000 tonnellate²⁶.

- *Altre emissioni*: i benefici principali consisterebbero nella riduzione dei fumi, dei particolati, del monossido di carbonio (CO) e degli idrocarburi non bruciati. I livelli degli Ossidi di Azoto (NOx), comunque, non possono essere ridotti (United States Environmental Protection Agency, 2002 ECOTEC, 1999).
- *Protezione delle acque*: l'olio vegetale non è tossico ed è biodegradabile. Nel caso di una fuoriuscita di olio in acqua l'effetto sulla vita acquatica è minimo rispetto a quello del diesel minerale.
- *Occupazione*: Sulla base di studi francesi, l'occupazione totale generata da questo tipo di industria è approssimativamente 1 lavoratore per 100 tonnellate di olio vegetale prodotto (Vermeersch, 1994). Comunque, il potenziale impatto sull'occupazione in Italia richiederebbe un'ulteriore ricerca.

11.5.2 Bio-etanolo da barbabietola da zucchero, da cereali e da scarti del legno

Il contributo dell'industria del bio-etanolo all'abbattimento delle emissioni di CO₂ dipende dalle materie prime selezionate e dall'efficienza dei processi. Nel caso venga usata la barbabietola da zucchero, Bignon (1996) evidenzia un rapporto di energia²⁷ pari a 1.18 per l'etanolo e a 0.93 per l'ETBE. La quota di ETBE dovrebbe essere comparata con lo 0.73 per l'MTBE. Poitrat (1999) quantifica un risparmio di 0.66 tonnellate di CO₂ per tonnellata di ETBE quando viene usata come sostituto dell'MTBE. Come già osservato, NREL - National Renewable Energy Laboratory indica un risparmio di CO₂ di 1.85 - 2.65 kg per litro di benzina sostituita.

Il bilancio energetico sul bio-etanolo è controverso, come suggerito da alcuni studi (soprattutto i meno recenti) è necessaria più energia per produrre bio-etanolo rispetto all'energia contenuta realmente nel bio-etanolo stesso. I calcoli sul bilancio energetico sono complessi e l'utilizzo efficiente (o il non utilizzo) dei sottoprodotti come combustibili di processo o mangimi animali spesso determina un bilancio energetico positivo o negativo (Henke, 2003; Shapouri, 2002), anche se la Direttiva europea sulla promozione dei bio-combustibili non menziona questo aspetto. L'uso dei sottoprodotti è importante anche per la fattibilità commerciale. La moderna produzione di bio-etanolo presenta un bilancio energetico più positivo rispetto a quanto avvenisse con la produzione precedente.

Mentre alcuni studi esprimono scetticismo sui benefici che possono essere raggiunti, altri valutano che dalla produzione e dall'uso di bio-etanolo possono derivare significativi benefici ambientali, sociali ed economici (Urbanchuk, 2001).

Altri vantaggi del bio-etanolo come additivo della benzina possono includere:

- l'effetto ossigenante, che porta ad una riduzione del monossido di carbonio (CO) nelle emissioni prodotte dai veicoli ed una potenziale riduzione della formazione di ozono a livello della terra;
- incremento degli ottani;

²⁶ Questa stima si basa su un biodiesel con una densità di 0,88 kg/litro e un fattore di emissione di 0,81 kg di CO₂/litro (basato sull'analisi del ciclo di vita e sull'uso della paglia e della colza), diesel a basso contenuto di zolfo con una densità di 0,85 kg/litro ed un fattore di emissione di 3,03 kg di CO₂/litro (basato sull'analisi di ciclo di vita) e un rapporto di energia di 0,91 (biodiesel/diesel a basso contenuto di zolfo) rispetto al volume.

²⁷ Il rapporto tra l'energia contenuta nell'etanolo prodotto e la somma dell'energia per produrre la materia prima e l'energia per convertire la materia prima in etanolo.

- assenza di zolfo;
- riduzione degli idrocarburi incombusti presenti nelle emissioni.

11.6 Barriere all'adozione

Le barriere d'ingresso al mercato sono:

- Prezzi elevati della materia prima (olio)
- Instabilità dei prezzi
- Differenze di prezzo tra oli vegetali e oli minerali fluttuanti nel tempo
- Possibilità di impieghi alternativi dei sottoprodotti di trasformazione (glicerina)
- Ricavi ancora deboli
- Settore agricolo poco strutturato
- Costi di ripristino
- Disponibilità di varietà o ibridi adatti
- Disponibilità in loco di tutti i mezzi tecnici (per difesa, tecnologie di raccolta e stoccaggio, impianti di essiccazione ...)
- Strutturazione e sviluppo della rete di distribuzione

11.7 Politiche di indirizzo e legislazione

11.7.1 Direttiva europea sui biocombustibili (2003)

La Direttiva 2003/30/CE è stata emanata per contribuire:

- alla riduzione della dipendenza degli Stati Membri dalle importazioni di combustibili per il trasporto;
- al raggiungimento degli obiettivi di Kyoto per la riduzione dei gas effetto serra;
- alla sostituzione del 20% dei combustibili tradizionali entro il 2020.

La Direttiva inoltre fissa al 2% entro il 2005 e al 5,74% entro il 2010 la quota di bio-carburanti da immettere sul mercato europeo dei trasporti.

In Italia

Si registra un consumo annuo che si aggira intorno a 40.000.000 di tonnellate, ciò si traduce nella sostituzione di circa 800.000 tonnellate come obiettivo intermedio e circa 2.000 milioni di tonnellate al 2010-2012. La crescita costante della produzione italiana è stata favorita dalla Legge 23 dicembre 2000, n. 388 (Legge Finanziaria 2001) che stabiliva l'esenzione dell'accisa per un contingente annuo di 300.000 t nell'ambito di un programma triennale di sperimentazione.

Ad oggi l'industria italiana produce circa il 20% del biodiesel prodotto in tutt'Europa. Di contro l'articolo 527 della Legge 30 dicembre 2004, n. 311 (Legge Finanziaria 2005) ha ridotto a 200.000 t/anno il contingente annuo di biodiesel in esenzione di accise. Il mercato del bioetanolo, invece, avrebbe dovuto aprirsi a partire dal 2001, grazie allo stanziamento nella Legge Finanziaria di quell'anno di un fondo a favore di un progetto sperimentale orientato a incentivare l'impiego di alcoli e derivati (ETBE) nel mercato dell'autotrazione.

Non essendo partito tale progetto, una discreta quantità di etanolo prodotto viene venduto ad altri Paesi (Brasile, Svezia, etc) per essere impiegato come combustibile; in Italia, quindi, l'etanolo è ancora assente dal mercato energetico nonostante le riconosciute potenzialità e disponibilità. In conclusione è da

evidenziare come la Legge 30 dicembre 2004, n. 311 (Finanziaria 2005) ha modificato quanto previsto nella Finanziaria 2001 trasferendo il progetto *bioetanolo* al triennio 2005-2007 e allocando € 219 milioni per le agevolazioni fiscali. Questo stanziamento consentirà di produrre in tre anni circa 3 milioni di ettolitri di etanolo agricolo da destinare principalmente alla trasformazione in ETBE. Globalmente tutto ciò dovrebbe portare ad un utilizzo annuo di circa 120.000 t di bioetanolo per trasporto. La tecnologia per la produzione di biodiesel e bioetanolo da colture agricole dedicate è abbastanza consolidata, ma è indispensabile indirizzare la ricerca verso altri canali di produzione, quali ad esempio l'ottenimento di ETBE da scarti lignocellulosici.

In Paesi come l'Italia, in cui l'agricoltura è afflitta da problemi organizzativi e di costo, l'uso di materiali di scarto lignocellulosici per tale scopo sembra avere discrete prospettive. Tuttavia l'idrolisi della cellulosa, sia acida che enzimatica, dovrà essere portata a un livello di maturità.

11.7.2 Legge Finanziaria 2007

Sono stati raggiunti traguardi importanti sul fronte del riconoscimento dell'esenzione dall'accisa di un primo contingente di olio vegetale puro e dell'istituzione di uno speciale regime di certificati verdi di tipo "agricolo".

Biocarburanti

Gli obiettivi nazionali di immissione al consumo di biocarburanti, calcolati come percentuale del totale del carburante diesel e benzina nei trasporti, vengono elevati a 2,5% entro il 31 dicembre 2008 e 5,75% entro il 31 dicembre 2010, rispettando così gli indirizzi della Direttiva europea 2003/30/CE sui biocarburanti.

I soggetti che immettono in consumo benzina e gasolio per autotrazione hanno l'obbligo di distribuire al consumo una quota minima dell'1% di biocarburanti per il 2007 e del 2% per il 2008. Un apposito decreto fisserà sanzioni nel caso di mancato raggiungimento. Le sanzioni saranno utilizzate per aumentare la quota defiscalizzata di biodiesel e bioetanolo.

Tra i criteri e le condizioni per attuare questo obbligo si dovrà tener conto in via prioritaria dal prodotto proveniente da intese di filiera o contratti quadro.

Biodiesel: dal 2007 il biodiesel potrà usufruire di una quota di 250.000 tonnellate con accisa ridotta al 20% rispetto a quella applicata al gasolio. Con apposito decreto saranno fissati tra l'altro le percentuali di miscelazione, dando priorità al prodotto proveniente da intese di filiera e contratti quadro.

Bioetanolo: dal 2008 il bioetanolo potrà godere di una accisa ridotta per una quantità pari a 73 milioni di spesa annui.

Olio vegetale puro: è esentato dall'accisa, entro un importo di un milione di euro per ogni anno a decorrere dal 2007, l'impiego a fini energetici dell'Olio Vegetale Puro per autoconsumo nell'ambito dell'impresa agricola singola o associata. Un successivo decreto attuativo fisserà criteri e modalità di accesso all'esenzione.

Attività agricola e reddito agrario per le agri-energie

Sulla base delle precedenti leggi, la produzione e cessione di energia elettrica e calorica da fonti rinnovabili agroforestali e fotovoltaiche effettuata da imprenditori agricoli costituisce attività agricola connessa soggetta a reddito agrario. La nuova finanziaria aggiunge anche la produzione e cessione di carburanti ottenuti da produzioni vegetali e prodotti chimici derivanti da prodotti agricoli. Una utile precisazione per l'applicazione di questa norma riguarda i prodotti agricoli e le produzioni vegetali da utilizzare per gli scopi sopra indicati che devono provenire prevalentemente dal fondo agricolo.

Certificati Verdi

Verrà rivista l'attuale disciplina dei certificati verdi e dovrà essere finalizzata a incentivare l'impiego a fini energetici di materie prime provenienti da contratti di coltivazione, di prodotti e residui provenienti dall'agricoltura, dalla zootecnia, delle attività forestali e di trasformazione alimentare, nell'ambito di progetti rivolti a favorire la formazione di distretti locali agro-energetici, da materie prime provenienti da pratiche di coltivazione a basso consumo energetico e in grado di conservare o integrare il contenuto di carbonio nel suolo.

Per i certificati verdi di tipo "agricolo" non si applica la soglia minima di 50.000 kW prodotti, quindi tutta l'energia elettrica prodotta anche per quantità inferiori a questo tetto potrà beneficiare dei certificati verdi.

IVA agevolata

Si applica l'aliquota del 10% alle prestazioni di servizi, alle forniture di apparecchiature e materiali relativi alla fornitura di energia termica per uso domestico erogata attraverso reti pubbliche di teleriscaldamento o nell'ambito del contratto servizio energia.

11.8 Fattibilità finanziaria: caso irlandese

11.8.1 Oli vegetali / grassi animali

Rice (2002) ha valutato, in due casi, il costo totale di un litro di olio ricavato da colza da un piccolo impianto di estrazione assumendo che i prezzi delle sementi per il coltivatore siano di:

- € 150/tonnellata
- € 180/tonnellata.

Il costo netto dell'olio è riportato nella Tabella 11.6.

In questa analisi, nel caso dell'uso di oli non trattati in motori convertiti, (olio vegetale non trasformato in biodiesel), per recuperare il costo della conversione del motore l'olio dovrebbe avere un costo di circa € 0,1/litro più basso rispetto al diesel minerale. Inoltre, per consentire una riduzione associata con il risparmio sul combustibile, il costo dell'olio non trattato dovrebbe essere più basso di altri € 0,06/litro.

Nel caso del biodiesel, avendo aggiunto a un costo di produzione di € 0,1/litro una riduzione nel risparmio di combustibile di € 0,05/litro, il costo totale sarebbe simile all'olio vegetale grezzo. Il prezzo equivalente del diesel minerale dovrebbe essere almeno di € 0,52/litro, escluso l'obbligo di imposta indiretta, per entrambe le forme di biocombustibili per far sì che ci sia competitività.

Per i OVR e i grassi, è probabile che ci si aspettasse che il prezzo della materia prima fosse notevolmente più basso - probabilmente di € 0,2 - 0,3/litro. Questa eventualità ridurrebbe il prezzo equivalente del diesel minerale fino a € 0,35 - 0,45/litro.

Il prezzo corrente del diesel minerale, prima della distribuzione e della tassazione, fluttua tra € 0,3 e € 0,4/litro. Per permettere agli oli vegetali/grassi animali di competere con i combustibili minerali per i motori diesel si rendono necessarie alcune riduzioni delle imposte indirette, almeno nel periodo iniziale.

Costi di Produzione ed Estrazione dell'olio di colza		Opzione 1	Opzione 2
Prezzo del seme al coltivatore	€/ tonnellata	€ 150,00	€ 180,00
Costi di trasporto del seme	€/ tonnellata	€ 5,00	€ 5,00
Essiccazione / stoccaggio	€/ tonnellata	€10,00	€10,00
Costi subtotali	€/ tonnellata	€165,00	€ 195,00
Perdite di essiccazione	%	6%	6 %
Costi di macinazione del seme, perdite permettendo	€/ tonnellata	€ 175,53	€ 207,45
Costi del processo di pressione del seme	€/ tonnellata	€ 36,00	€ 36,00
Costi del seme pressato	€/ tonnellata	€ 211,53	€ 243,45
Rendimento dell'olio	%	32%	32%
Costo lordo dell'olio, basato sul rendimento dell'olio	€/ tonnellata	€ 661,04	€ 760,77
Rendimento del pannello			
Rendimento del pannello	%	63%	63%
Prezzo del pannello	€/tonnellata	€130,00	€ 130,00
Costi di trasporto del pannello	€/tonnellata	€4,00	€ 4,00
Valore al netto del pannello	€/tonnellata	€ 126,00	€ 126,00
Rendita del pannello per tonnellate di olio prodotto	€/ tonnellata	€ 248,06	€ 248,06
Costo netto dell'olio (l'olio al lordo costa meno del reddito del pannello)	€/tonnellata	€ 412,97	€ 512,71
Costo netto dell'olio	€cent/litro	€ 0,35	€ 0,44

Tabella 11.6 : Costo di produzione dell'olio di colza in **Irlanda**
Fonte : Rice, 2002

11.8.2 Bio-etanolo da barbabietola da zucchero, cereali o scarti del legno

I costi totali di produzione sono riferiti al bio-etanolo prodotto da materiale ligneo-celluloso (aggiornamento Tabella 11.7 da Rice, 1996). Dato che non ci sono ancora piante ligneo-cellulose in commercio le stime dei costi per questo processo sono solo speculative.

La Tabella 11.7 indica una serie di costi di produzione da € 0,47-0,73/litro dipendenti dalle materie prime, dai loro prezzi e dai processi di trasformazione.

Studi più recenti, tuttavia, indicano costi più bassi per il bio-etanolo prodotto dalla barbabietola da zucchero rispetto a quello ricavato dal grano (CONCAWE, 2002; Henke, 2003). Il valore calorifico dell'etanolo è circa 2/3 rispetto a quello della benzina. Se si presume un costo corrente della benzina di € 0,4/litro, al lordo d'imposta e senza costi di distribuzione, il valore del bio-etanolo come sostituto non sarebbe più alto di € 0,26/litro.

Sarebbe basso anche il suo valore sulla base del prezzo del MTBE da fonti minerali.

Se fosse così, virtualmente tutta l'imposta indiretta corrente di € 0,4/litro²⁸ dovrebbe essere riattivata per rendere gli scenari dell'etanolo a basso-costo competitivi.

Infine, bisogna dire che il MTBE è stato associato alla contaminazione delle acque in alcune zone degli Stati Uniti ed il suo utilizzo è stato vietato in California. Questo potrebbe peggiorare lo status dell'etanolo e del ETBE visti come combustibili privi di ossigenazione che causano problemi ambientali e potrebbe condurre ad un aumento del loro prezzo.

²⁸ Il bio-etanolo ha un valore calorifico di circa due terzi rispetto alla benzina ed ha lo stesso valore per unità di energia. Il suo valore per litro dovrebbe essere di circa € 0,26 se comparato ad un valore della benzina di € 0,40 / litro. L'imposta indiretta sulla benzina senza piombo è € 401,36 / 1.000 litri - Legge Finanziaria 2003.

Materiale da stoccaggio	Materiale da stoccaggio diviso per prodotto	Lavorazione	Trasporto	Totale
	Costo (€ cent/litro)			
Zucchero	24	24	5	53
Grano	22	29	1	52
Farina	22	29	1	51
Erba	18-24	25-32	7-17	50-73
Paglia	20	36	5	61
Cippato	10-14	36	1-2	47-52

Tabella 11.7 : Stima dei costi di produzione dell'etanolo da materiali convenzionali e ligneocellulosici
Fonte : Rice et a., 1996

Riferimenti ²⁹

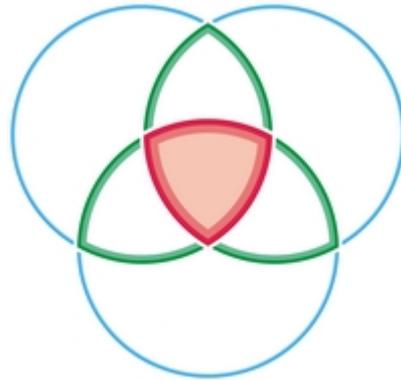
- APAG (European Oleochemicals & Allied Products Group), (2002) - *Position Paper on Commission Proposal 2001/0265 and 2001/0266 to promote the use of biofuels*. APAG, Avenue E. Van Nieuwenhuysse 4, B-1160 Brussels.
- Bignon, J., (1996) - *Life cycle analysis of ETBE*. Proc. 2nd Motor Biofuels Forum. Graz. p. 115. Joanneum Research, Graz, Austria.
- Browne, A., (2003) - *Personal communication*. Cornerstown, Bridgetown, Co Wexford.
- Commission of the European Communities, (1985) - *Directive 85/536/EEC*. Official Journal of European Communities, Dec. 12, p. 20-22.
- Commission of the European Communities, (1997) - *Energy for the future: renewable sources of energy* - White Paper for a Community Strategy and Action Plan. COM(97)599 final (26/11/1997), European Commission.
- Commission of the European Communities, (2001) - *Green Paper: Towards a European strategy for the security of energy supply*. European Commission.
- Commission of the European Communities, (2003) - *Liquid biofuels network*. Activity Report. ALTENER Programme, Contract no. 4.1030/S/01-1000/2001. Co-ordinator ADEME, 27 rue Louis Vicat-75737 Paris Cedex 15.
- CONCAWE, (2002) - *Energy and greenhouse gas balance of biofuels for Europe - an update*. Prepared by the CONCAWE ad-hoc group on alternative fuels, Brussels, April 2002, www.concawe.be/download/reports/rpt_02-2.pdf.
- Council of the European Communities, (1992) - *Council Directive 92/81/EEC of 19 October 1992 on the harmonisation of the structures of excise duties on mineral oils*.
- DCMNR, (2003) - *Oil balance information*, Department of Communications, Marine & Natural Resources.
- DEFRA, (2003) - *Evaluation of the comparative energy, global warming and socio-economic costs and benefits of biodiesel*. Report by the Resources Research Unit of the School of Environment and Development, Sheffield Hallam University for the Department for Environment, Food and Rural Affairs, UK - Contract Reference No. CSA 5982/NF0422, January 2003.
- Department of Public Enterprise, (1999) - *Green Paper on Sustainable Energy*.
- ECOTEC Research and Consulting Ltd., (1999) - *Financial and Environmental Impact of Biodiesel as an Alternative to Fossil Diesel in the United Kingdom*. Report published for the British Association for Biofuels and Oils, November 1999, www.biodiesel.co.uk/ecotec.htm.
- EPA, (2003). *National greenhouse gas inventory, 2001* - Submission by the Environmental Protection Agency to the United Nations Framework Convention on Climate Change (UNFCCC).
- European Committee for Standardization (2001) - *Automotive fuels - Fatty acid methyl esters (FAME) for diesel engines - Requirements and test methods*, Draft prEN 14214. CEN Management Centre, rue de Stassart, B-1050 Brussels.
- Foley, J., (2003) - *Tomorrow's Low Carbon Cars*, Institute for Public Policy Research Report, 2003, www.ippr.org/publications/files/tomorrowslowcarboncars.pdf

²⁹ L'elenco dei riferimenti è quello che appare sulla SEI Briefing Note sui biocombustibili liquidi. Il documento originale può essere consultato sul sito internet: www.sei.ie.

- Franke, B. & Reinhardt, G., (1998) - *Environmental Impacts of Biodiesel Use*. Presented at BioEnergy '98: Expanding BioEnergy Partnerships, Madison, Wisconsin, USA, 4-8 October 1998.
- Henke, J. M., Klepper, G., Schmitz, N., (2003) - *Tax Exemption for Biofuels in Germany: Is Bio-ethanol really an Option for Climate Policy?*, Paper presented at the International Energy Agency Workshop jointly organised by the Energy Modelling Forum (EMF), International Energy Agency (IEA) and International Institute for Applied Systems Analysis (IIASA) at IIASA, Laxenburg, Austria, 24-26 June 2003
- Kelleher, P., (2003) - *Personal communication*. Kellehers Garage, Maryborough Hill, Douglas, Cork
- Miracles Project, (2003) - *Miracles Project Report*, CIVITAS Project, Traffic Division, Roads and Transportation Directorate, Cork City Council website, July 2003, www.corkcorp.ie/services/index.html
- Monsanto Co., (2003) - *Green Budget Boost for Biofuels*, website report in : www.monsanto.co.uk/news/biofuels/040703.htm
- O'Mahony, J., (2001) - *Crop costs and returns, 2002*, Teagasc, Crops Research Centre, Oak Park, Carlow
- O'Mara, J., (2003) - *Personal communication*, Eilish Oil, 8 York Rd., Dunlaoire, Co. Dublin.
- Poitrat, E., (1999) - *Bio-ethanol and greenhouse effect in French conditions*, Proc. 3rd European Motor Biofuels Forum (on CD). Europoint bv. Laan van Beek, en Royen 41, PO Box 822-3700 Av Zeist, The Netherlands.
- Rice, B., (2002) - *The feasibility of local production and extraction of vegetable oil and its utilisation as an alternative fuel for diesel engines*. Teagasc, Crops Research Centre, Oak Park, Carlow.
- Rice, B., Bulfin, T., Kent, T., Frohlich, A., Lenehan, J.J., (1998) - *Energy from Biomass: potential for energy production from agricultural and forest biomass in Ireland*. Teagasc, 19 Sandymount Ave., Dublin 4.
- Rice, B., T., Frohlich, R., Leonard (1996) - *Bio-diesel production from camelina oil, waste cooking oil and tallow*. Teagasc, Crops Research Centre, Oak Park, Carlow.
- Rice, D., (2003) - *Personal communication*. BNS Rural Developments Ltd, Parliament St., Kilkenny.
- Scharmer, K., & Gosse, G., (1996) - *Ecological impact of biodiesel production and use in Europe*. Proc. 2nd European Motor Biofuels Forum. 317-28. Joanneum Research Forschungsgesellschaft GmbH, Styregasse 17, A-8010 Graz, Austria.
- Scott Wilson Piesold, (2003) - *Alternative Road Transport Fuels Analysis of Duty Rebates*. Report published on British Association for Biofuels and Oils website, January 2003, www.biodiesel.co.uk/scott_wilson_report.htm#7.
- SEI, (2003) - *Energy in Ireland 2002: Trends, issues and indicators 1990-2001*. Energy Policy Statistical Support Unit of Sustainable Energy Ireland.
- Shapouri, H., Duffield, J., Wang, M., (2002) - *The Energy Balance of Corn Ethanol: an Update*, United States Department of Agriculture, Office of Energy Policy and New Uses, Agricultural Economic Report Number 813, July 2002.
- Tierney, G., (2003) - *Personal communication*. Dublin Products, Dunlavin, Co. Wicklow.
- United States Environmental Protection Agency, (2002) - *A Comprehensive Analysis of Biodiesel Impacts on Exhaust Emissions*, Draft technical report, EPA420-P-02-001, October 2002.
- Urbanchuk, J., (2001) - *An Economic Analysis of Legislation for a Renewable Fuels Requirement for Highway Motor Fuels*, AUS Consultants report, 7 November 2001.

Vermeersch, G., (1994) - *Overview of the work of economic evaluation of the production and use of rape-seed ester as a fuel*, Proceedings of symposium Euro-Biodiesel. p. 180-193. Paris 1994.

Walsh, C., (2003) - *Personal communication*, Thorntons Recycling Limited.



Capitolo

12

BUSINESS PLAN & FINANZA

*Seamus Hoyne *Una Johnston *Kevin Healion, Tipperary Institute*

12. BUSINESS PLAN & FINANZA

12.1 Obiettivi

- Comprendere la struttura e la composizione di un piano d'impresa
- Familiarizzare con i principi finanziari di un progetto
- Familiarizzare con le fonti di finanziamento e la preparazione di un progetto

12.2 Struttura e composizione di un piano d'impresa

12.2.1 Definizione di un Piano d'impresa

Il piano d'impresa è un documento in forma scritta, preparato dall'imprenditore, che descrive tutti gli elementi, esterni e interni, di maggiore rilevanza che risultano coinvolti dall'avvio di una nuova impresa. E' come una road map che illustra i processi decisionali sia di breve che di lungo termine. Nello sviluppare il piano, l'imprenditore può quantificare le risorse finanziarie cui dovrà attingere da fonti esistenti e nuove. Bisogna sempre tenere in considerazione nella stesura del piano d'impresa che esso rivela al lettore la storia dell'imprenditore anche in sua assenza.

Il piano d'impresa è rilevante se si realizzano prodotti o si forniscono servizi per sostenere le energie rinnovabili. I potenziali lettori di un piano di impresa per l'energia rinnovabile sono banche (aspetto finanziario), progettisti (sviluppo del sito), fornitori di energia (clientela), investitori (possibili partner finanziari), consulenti, Governo o Dipartimento UE (risorse finanziarie).

La scelta del tipo di persona a cui si vuole indirizzare il piano di impresa ne influenzerà il contenuto e la focalizzazione. Vanno considerate tre prospettive: il punto di vista del marketing è quello di valutare l'impresa con gli occhi del cliente, la prospettiva finanziaria esamina l'impresa con gli occhi dell'investitore e la validità del progetto nel suo complesso sarà di interesse per il fornitore.

È all'imprenditore che spetta il compito di preparare il piano d'impresa. I consulenti possono fornire esperti per la preparazione della relazione ma il documento completo è di sua responsabilità. Un buon progetto commerciale fornisce un quadro chiaro della personalità e della competenza dell'imprenditore e quindi dovrebbe essere pratico, onesto, coerente, completo e realistico e dovrebbe essere basato su ricerche e fatti.

Gli investitori sono principalmente interessati alla possibilità che la nuova impresa ripaghi il suo debito e si concentreranno sui seguenti punti:

- la storia creditizia dell'imprenditore o del team (Carattere)
- la loro facoltà di estinguere i debiti e pagare gli interessi (Flussi finanziari)
- sicurezza delle immobilizzazioni materiali (Collaterale)
- l'ammontare della quota di capitale personale che è stata investita dall'imprenditore (capitale di rischio).

Il processo di stesura del piano d'impresa costringe l'imprenditore a condurre con obiettività il concetto e il programma situazionale, attraverso vari scenari che identificano potenziali ostacoli che si frappongono al successo dell'impresa proposta. Gli permette altresì di identificare le strategie per evitare tali ostacoli o di porre fine a "una situazione senza speranza" quando è ancora su carta. Prima di impegnare tempo e energia nella stesura del piano d'impresa, l'imprenditore dovrebbe realizzare un veloce studio di fattibilità sull'idea imprenditoriale. Le domande chiave da porsi a questo stadio sono:

- Ci sono i clienti? Quanti sono e dove?
- Quali sono i loro bisogni?
- Ci sono barriere che ostacolano la riuscita dell'impresa?
- Chi sono i concorrenti?
- I prodotti possono essere commercializzati, finanziati e realizzati?
- Gli obiettivi e gli scopi dell'impresa sono chiaramente definiti?

Tale processo di auto-valutazione aiuta l'imprenditore ad effettuare una ricerca di mercato che collauderà l'idea e prevederà i futuri trend. L'approccio è strategico:

- Dove siamo adesso?
- Dove vogliamo arrivare?
- In che modo e quando arriveremo?
- Il piano d'impresa aiuta a definire il "Come" che preciserà gli obiettivi e fisserà i parametri in base ai quali stimare il risultato.

12.2.2 Piano d'impresa - Informazioni richieste

Il piano d'impresa può essere diviso in quattro sezioni:

- Obiettivi dell'impresa e gestione della medesima.
- Informazioni sul mercato inclusa la definizione del suo target.
- Informazioni su operazioni di realizzazione, materiali, lavoro e costi di gestione.
- Informazioni finanziarie, incluso previsioni di introito, bilancio e flusso di cassa per i primi tre anni.

È consigliabile usare Internet come fonte di informazione per l'avvio di una nuova impresa. Il Web può fornire informazioni sulle opportunità di business e su come intraprendere e finanziare l'impresa.

12.2.3 Piano d'impresa - Schema dei contenuti

Un piano d'impresa dovrebbe essere sufficientemente comprensibile da offrire al potenziale investitore una completa visione di essa. Un piano d'impresa che si focalizza sull'energia rinnovabile dovrebbe contenere tutte le sezioni delineate di seguito. L'ordine delle sezioni può variare a seconda dell'importanza che si vuole assegnare ad esse all'interno dell'intero progetto.

- Introduzione
- Sintesi
- Ricerca di mercato
- Proprietà, Gestione e Occupazione
- Descrizione dell'attività commerciale
- Piano Operativo
- Piano Marketing
- Piano Organizzativo
- Piano Finanziario
- Valutazione dei rischi
- Impatto ambientale
- Pianificazione
- Risultati energetici
- Appendice
- Previsioni dettagliate

12.2.4 Introduzione

Includere una breve sintesi dei contenuti del piano d'impresa e dovrebbe contenere inoltre: nome e indirizzo della ditta; nome, indirizzo e telefono dell'imprenditore; un paragrafo contenente la descrizione della ditta e della natura del business; una dichiarazione sulla confidenzialità dei contenuti della relazione. Dovrebbe inoltre esporre l'idea di base che l'imprenditore cerca di sviluppare.

12.2.5 Sintesi

Questa sezione dovrebbe essere completata per ultima, non dovrebbe superare le tre o quattro pagine ed evidenziare i punti chiave del piano d'impresa. Gli argomenti dovrebbero includere la descrizione dell'idea, i dati da mostrare a sostegno dell'opportunità di avviare l'impresa, come tale opportunità sarà perseguita e i risultati finanziari chiave che possono essere raggiunti. Nella stesura della sintesi vanno sempre tenuti in considerazione i destinatari a cui è rivolto il piano e cosa essi ritengano importante.

12.2.6 Ricerca di mercato

Deve essere completata un'analisi ambientale e industriale per identificare tendenze e cambiamenti a livello nazionale e internazionale che potrebbero avere un impatto sulla nuova impresa. Esempi di fattori ambientali sono quelli politici, economici, culturali, tecnologici e questioni legali. Altri fattori ambientali includono la concorrenza e i bisogni dei consumatori.

L'ultima parte di questa sezione dovrebbe focalizzarsi sui mercati specifici e sulle seguenti questioni: chi è il cliente e perché dovrebbe acquistare il prodotto? Come è segmentato il mercato e quale è il suo target? Quanti clienti si prevedono e qual è la loro disponibilità a pagare? Quali sono le relazioni con i clienti esistenti?

12.2.7 Proprietà, Gestione e Impiego

Questa sezione dovrebbe fornire informazioni circa i soci della ditta e il team dirigenziale, includere informazioni sul loro percorso formativo, sulle loro precedenti esperienze lavorative e su eventuali altre competenze ed esperienze. Identificare, infine, la qualifica occupazionale, includendo una descrizione della stessa nell'appendice.

12.2.8 Descrizione del business

Questa sezione dovrebbe fornire una descrizione dettagliata dell'impresa. Occorre includere una dichiarazione della missione, informazioni dettagliate sui prodotti/servizi e sull'ubicazione dell'impresa, la storia dettagliata dell'operazione, dettagli sulla clientela e concorrenza, ubicazioni alternative (usando mappe) ed ogni questione legale inerente il sito di ubicazione.

12.2.9 Piano Operativo

La sezione dovrebbe descrivere il processo completo di realizzazione, specificando se sarà subappaltato o meno, lo schema dell'impianto, i macchinari e le attrezzature necessarie. Alcune questioni che vanno affrontate dal piano operativo sono, ad esempio: le attrezzature, i nuovi investimenti richiesti, la capacità produttiva richiesta, i livelli di efficienza; le competenze e il numero richiesto di componenti dello staff, la necessità di formazione e addestramento, la qualità, le risorse di materie prime e il processo di fabbricazione.

Questa sezione verrà inoltre modulata a seconda del tipo di utilizzo dell'energia rinnovabile che si vuole ottenere. Potrebbe per esempio indirizzarsi a piani per l'immagazzinamento dell'energia eccedente, quando l'offerta eccede la domanda, oppure riguardare la capacità produttiva degli impianti, sia quelli con potenza elettrica garantita (impianti idroelettrici) sia quelli con potenza elettrica intermittente (impianti eolici e fotovoltaici).

12.2.10 Piano Marketing

Questa sezione fornirà una visione sullo stato attuale del mercato, sulla quota pianificata e sul target, identificherà i maggiori concorrenti e i vantaggi derivanti da un mercato concorrenziale, includerà una strategia di marketing e spiegherà come il prodotto verrà distribuito. Il piano marketing implica il prendere decisioni circa importanti questioni come il marchio, il ciclo di vita del prodotto, l'imballaggio, il prezzo, il livello del servizio consumatori, la rete di distribuzione, l'eventuale export, la pubblicità, il volume delle vendite e informazioni circa i mercati. Tali questioni potrebbero essere particolarmente rilevanti per un progetto sui biocarburanti, ma non altrettanto importanti per un progetto eolico.

12.2.11 Piano Organizzativo

Questa sezione descriverà la forma societaria dell'impresa e se sarà una società a responsabilità limitata, una partnership, avviata da un imprenditore individuale etc. Includerà l'organigramma aziendale utile all'investitore per capire chi controllerà l'organizzazione e come gli eventuali soci interagiranno. Per tale motivo saranno da includere anche dettagli su tutti i membri della società che si sta per costituire.

Se l'impresa è una Cooperativa o una Società a responsabilità limitata è necessario includere lo statuto societario e l'atto costitutivo, se trattasi di partnership si dovrà includere una copia dell'accordo, se avviata da un unico imprenditore sarà necessario accludere l'iscrizione al registro dell'impres.

12.2.12 Finanziamento

La saggezza popolare dice che esistono tre momenti nei quali si necessita di danaro: all'avvio, in caso di ampliamento e durante tutto il tempo che intercorre tra i due momenti. All'avvio un finanziamento sarà per la maggior parte una combinazione di quota di capitale e debito, le fonti di finanziamento, quindi, saranno proprie o di altri investitori.

12.2.13 Piano finanziario

Questa sezione sintetizzerà i risultati previsti dell'impresa. Il ruolo del piano finanziario è quello di fornire al lettore una panoramica sul potenziale finanziario, sulla struttura finanziaria proposta e sulle esigenze finanziarie del progetto. Esso dovrebbe anche fornire una proiezione, la più accurata possibile, della gestione finanziaria giornaliera. Il piano finanziario è un componente essenziale di una proposta di finanziamento e includerà proiezioni su redditi, analisi del punto di pareggio, conto profitti e perdite, bilancio stimato e previsioni sul flusso di cassa. È importante specificare qualsiasi presupposto alla base delle proiezioni così come delle fonti di finanziamento proposte.

12.2.14 Valutazione dei rischi

Questa sezione si focalizza sulle aree di particolare rischio per l'impresa proposta, rischi identificati attraverso l'analisi SWOT. Considerevoli incognite sorgono dalle reazioni dei concorrenti all'entrata

di nuovi aspiranti nel mercato, da punti deboli interni negli aspetti di marketing, gestione, produzione, finanziamenti e progressi tecnologici derivanti da prodotti/servizi obsoleti. La valutazione dei rischi dovrebbe identificare ognuno dei problemi che potrebbero verificarsi durante la fase di avviamento e, se un fattore non presenta rischi, la valutazione dovrebbe incentrarsi sul perché non si prevedono problemi. Questa sezione dovrebbe includere piani e strategie da mettere in atto in caso si verificano tutti gli imprevisti sopramenzionati. Tale analisi dimostra che l'imprenditore è attento ai cambiamenti esterni ed interni ed è preparato ad affrontarli.

12.2.15 Appendice

Questa sezione includerà ogni informazione non inclusa nella documentazione come lettere da clienti, distributori o subappaltatori, dati di ricerche primarie e secondarie, contratti e locazioni, listini prezzo dei fornitori e dei concorrenti.

12.2.16 Altre possibili sezioni

Un piano d'impresa sull'energia rinnovabile potrebbe anche includere sezioni concernenti l'impatto ambientale, la progettazione, risultati energetici, consultazioni etc.

12.2.17 Controllo finale

È opportuno procedere al controllo dell'ortografia, della grammatica, della numerazione delle pagine, della numerazione dei capitoli/sezioni, dei riferimenti incrociati tra le sezioni/pagine, della struttura logica, della lunghezza, della dimensione e colore del carattere.

Infine bisogna essere consapevoli che la mancanza di una adeguata pianificazione è il più grande fattore che può contribuire al fallimento di un'impresa. Una mancata pianificazione può essere conseguenza di: obiettivi irragionevoli e/o incommensurabili; impegno non profuso; esperienza e preparazione inadeguate dell'imprenditore; esigenze della clientela mai stabilite; mancanza di percezione dei potenziali rischi da parte dell'imprenditore e debolezza dell'impresa.

12.3 Il Progetto Finanziario

12.3.1 Introduzione

La valutazione finanziaria di un potenziale progetto è un'importante qualità da sviluppare; più precisa è la valutazione, più aumenta la possibilità di convincere un finanziatore a investire del capitale. Per elaborare un prospetto del flusso di cassa del progetto proposto si avrà necessità di informazioni sui Costi Iniziali, incluse le spese in Conto Capitale, Costi Annuali e Pagamento di Debiti, Costi Periodici, Risparmi o Utili e Fonti di Finanziamento. Produrre tale prospetto è vitale per permettere il compimento degli strumenti di Valutazione Finanziaria come il Ripagamento Semplice, il Tasso Interno di Rendimento (TIR) e il Valore Attuale Netto (VAN).

Il RETScreen International offre strumenti di analisi per progetti sull'energia rinnovabile grazie all'elaborazione di un software - unico nel suo genere - di supporto alle decisioni sviluppato con il contributo di numerosi esperti istituzionali, industriali ed accademici (www.retscreen.net). Il Caso Studio RETScreen (BIOH01-B) del progetto "Two Schools Biomass Heating (Riscaldamento a biomassa di due scuole)" nello Herefordshire in UK sarà usato per illustrare alcuni dei seguenti costi.

12.3.2 Entrate e Uscite

I Costi Iniziali e le spese in Conto Capitale potrebbero includere i seguenti:

- Studi di fattibilità
- Costi di sviluppo (es. Accordi di acquisto dell'energia (PPP), autorizzazioni urbanistiche)
- Costi di ingegneria (es. design)
- Contributi di sviluppo
- Attrezzature per l'energia rinnovabile
- Ammontare dello stabilimento (es. lavori civili, rete dei servizi)
- Varie (incluso gli imprevisti)

Per la maggior parte dei sistemi sull'energia rinnovabile i costi capitali sono particolarmente significativi e sono i componenti più importanti in ogni calcolo. Nel caso studio RETScreen i costi iniziali e le spese in conto capitale ammontano a \$ 268.325,50.

12.3.3 Costi Annuali

I Costi Annuali possono essere divisi in costi di funzionamento e manutenzione (O&M - operation & maintenance costs), costi per carburante ed elettricità e liquidazione del debito.

I costi di funzionamento e manutenzione includono affitto del terreno, assicurazione, funzionamento, manutenzione (ricambi e manodopera), contributi sociali e costi amministrativi e coprono l'intera durata del progetto. Nel caso studio la durata del progetto è di 25 anni e i costi annuali di funzionamento e manutenzione ammontano a \$ 5.728,75 per anno.

I costi per carburante ed elettricità per alcuni progetti sull'energia rinnovabile possono essere ragguardevoli: per progetti di bio-energia il costo del carburante può essere la voce più rilevante tra i costi annuali (es. acquisto di cippato) e un impianto a bio-energia può comportare una domanda di elettricità notevole (es. per operazioni di trivellazione). Nell'esempio di RETScreen i costi di carburante/elettricità ammontano a \$ 37.653,53 all'anno.

La liquidazione del debito rifletterà la decisione presa riguardo quale percentuale di costi iniziali finanziare con la quota di capitale e quale percentuale con prestiti, dipenderà inoltre dal tasso di interesse debitore e dalla scadenza del debito. Nel progetto RETScreen di riscaldamento a biomassa il rapporto debito/quota di capitale è 80%/20%, la scadenza è 10 anni e il tasso di interesse debitore è 8% (Tabella 12.1).

Costi Iniziali	\$ 268.325,50
Debito (80%)	\$ 214.660,40
Quota di capitale (20%)	\$ 53.665,10
Scadenza del debito	10 anni
Tasso interesse debitore	8%

Tabella 12.1 : Calcolo della liquidazione del debito

In Microsoft Excel, la formula di pagamento 'PMT' calcola il rimborso del prestito basato su pagamenti e tasso di interesse costanti. In questo caso si presume che i pagamenti siano effettuati annualmente, alla fine dell'anno, e non includano alcuna spesa bancaria. La seguente formula calcola la restituzione di un prestito di \$ 214.660,40 all'interesse annuo dell' 8% che verrà estinto in 10 anni:

$$\text{PMT}(0.08, 10, 214.660, 40) = \$ 31.991,32$$

Formula 12.2 : Calcolo della liquidazione di un prestito

I costi periodici sono costi che ricorrono a cadenza prevedibile, per esempio i “mattoni da fuoco” per un sistema di riscaldamento alimentato a legno (isolante refrattario). Nell’esempio di RETscreen i costi per l’isolante refrattario ammontano a \$ 4.339,96 e ricorrono ogni sette anni o 3 volte durante il ciclo di vita del progetto.

12.3.4 Determinare i risparmi o gli utili

I risparmi o gli utili includono sia i costi evitati per l’acquisto di energia, dove riscaldamento/elettricità/carburante sono usati per autorifornimento, e i redditi derivanti dalla vendita di riscaldamento/elettricità/carburante a terze parti. Nel caso studio RETscreen la domanda di energia per un sistema di riscaldamento è di 1.464MWh, usando 209.727 litri di petrolio al costo di \$ 0,86799 per litro per un costo di \$ 182.041 per anno. Con un sistema a biomassa l’energia prodotta incontra la domanda e si risparmia sui costi del petrolio, il costo evitato è pari quindi a \$ 182.041/1.464 MWh = \$ 124,00 per MWh.

12.3.5 Prospetto del flusso di cassa

Usando gli utili e le spese di cui sopra, è possibile redigere un prospetto del flusso di cassa che riporta tutte le informazioni. Tale prospetto sintetizza gli importi per l’intera la durata del progetto (che nel nostro caso studio è di 25 anni) ed è riportato nella Tabella 12.3:

Anno	0	1	2	3	25
Quota capitale investita	\$ 37.096					
Costi O&M		3.960	3.960	3.960		3.960
Inflazione		79	160	242		2.537
Totale Costi O&M		4.039	4.120	4.202	6.497
Carburante/Elettricità		26.028	26.028	26.028		26.028
Inflazione		521	1.052	1.593		16.674
Totale carburante/elettricità		\$ 26.549	\$ 27.080	\$ 27.621	\$ 42.702
Ripagamento debiti		\$ 22.114	\$ 22.114	\$ 22.114	
Costi Periodici						
Inflazione		0	0	0		0
Totale costi periodici		0	0	0		0
Totale costi (A)	\$ 37.096	\$ 52.702	\$ 53.314	\$ 53.938	\$ 49.198
Risparmi	0	125.836	125.836	125.836		125.836
Inflazione	0	2.517	5.084	7.702		80.611
Totale risparmi (B)	0	\$ 128.353	\$ 130.920	\$ 133.538		\$ 206.447
Utili (B-A)	\$ - 37.096	\$ 75.651	\$ 77.606	\$ 79.601	\$ 157.249
VAN	\$ 948.091					
TIR	207%					

Tabella 12.3 : Esempio di calcolo del flusso di cassa

12.3.6 Strumenti di valutazione finanziaria (Simple Payback, VAN, TIR)

Gli strumenti di valutazione finanziaria come il Ripagamento Semplice, il Valore Attuale Netto (VAN) e il Tasso Interno di Rendimento (TIR) faciliteranno il processo decisionale e la valutazione sull'opportunità o meno di investire. Il testo di Boyle (2004) è un riferimento veloce per i calcoli di "economia energetica". La stima può essere fatta in termini "reali" (inflazione non inclusa) e in termini "nominali" (inflazione inclusa). Il caso studio RETScreen di riscaldamento alimentato a biomassa è condotto in termini "nominali".

A. Periodo di Ripagamento

È l'approccio valutativo più semplice, calcola il numero di anni necessario a recuperare i costi iniziali dividendoli per i risparmi annuali netti come mostrato dalla formula e dalla tabella seguenti:

Ripagamento = Costi Iniziali / Risparmi Annuali Netti

Formula 12.4 : Calcolo del periodo di ripagamento

Anno	0	1
Costi O&M		3.960
Costi Carburante/Elettricità		26.028
Totale costi		\$ 29.988
Risparmi sul costo del petrolio	0	\$ 125.836
Flusso di cassa o Risparmi Annuali Netti		\$ 95.848
Costi Iniziali	\$ 185.480	
Periodo di Simple Payback	185.480 / 95.848	1,9 anni

Tabella 12.5 : Calcolo del periodo di payback

B. Valore Attuale Netto

Usare il Ripagamento Semplice come strumento di valutazione può essere un metodo troppo semplicistico, in quanto non tiene in considerazione i cambiamenti del valore monetario nel tempo, dovuti a diversi fattori come l'inflazione, i livelli di rischio in un progetto e la "preferenza temporale" in una società a ricevere denaro, merci e servizi "adesso" piuttosto che più avanti nel tempo.

Il Valore Attuale Netto (VAN) applica un tasso di sconto appropriato a una serie di futuri pagamenti (valori negativi) e agli utili (valori positivi), con l'investimento iniziale designato come "anno zero", in modo che tutti i costi e i benefici vengano convertiti al "valore attuale".

In Microsoft Excel la funzione finanziaria VAN calcola il valore attuale netto del flusso di cassa e per il caso studio RETScreen di riscaldamento a biomassa la formula, usata in Excel, è riportata di seguito:

= Anno 0 Flusso di Cassa Netto + VAN (Tasso di Sconto, Anno da 1 a 25 Flussi di Cassa Netti)

Formula 12.6 : Calcolo del Valore Attuale Netto

Il VAN per il caso studio è calcolato pari a \$ 948.091 usando un tasso di sconto del 9% e un tasso di inflazione del 2%. Tale cifra dovrebbe essere confrontata con quella di altri possibili investimenti in modo da agevolare la decisione su un particolare corso dell'azione. L'analisi di sensibilità è

consigliabile per determinare quali parametri hanno l'impatto più grande sul VAN. La selezione del tasso di sconto appropriato è complessa ed è opportuno chiedere consigli ad esperti.

C. Tasso Interno di Rendimento

È strettamente connesso al VAN in quanto il TIR è il tasso di sconto che soddisfa la condizione VAN=0, in altre parole esso è il tasso di sconto che eguaglia l'utile netto scontato del progetto all'investimento iniziale. In Microsoft Excel la formula finanziaria TIR calcola il tasso interno di ritorno del flusso di cassa. Le opzioni con alti TIR sono generalmente migliori ma il VAN e altre analisi dovrebbero comunque essere usate a supporto. Il TIR per il caso studio è calcolato nel 207% e la formula può essere espressa semplicemente:

- TIR (Flussi di Cassa Netti Anni da 0 a 25)

Formula 12.7 : Calcolo del Tasso Interno di Rendimento

12.3.7 Fonti di informazione/Strumenti

Un foglio elettronico come Microsoft Excel potrebbe essere usato per redigere il prospetto del flusso di cassa "che cominci da zero", inoltre un buon software come il RETScreen può essere molto utile.

12.4 Fonti di finanziamento

12.4.1 Finanziamenti Europei

Lo sviluppo delle energie rinnovabili - particolarmente energia dal vento, acqua, sole e biomassa - è lo scopo centrale della politica energetica della Commissione Europea. La Direzione Generale dell'Energia e dei Trasporti dell'UE offre opportunità di finanziamento per i progetti sull'energia rinnovabile attraverso programmi come INTERREG, Energia Intelligente per l'Europa e altri Programmi Strutturali.

Le domande per i finanziamenti Europei richiedono un consorzio di almeno tre partner di tre Paesi, la loro formulazione è un processo complesso e richiede una lunga preparazione. Le risorse finanziarie sono generalmente destinate per ricercatori e operatori di larga scala.

12.4.2 Finanziamenti Nazionali

In Italia la Direzione per la Salvaguardia Ambientale, in particolare la Divisione VI per l'inquinamento e i rischi industriali (IAR), svolge le funzioni di competenza del Ministero dell'Ambiente e Tutela del Territorio e del Mare nel campo dell'energia relativamente ai Programmi di diffusione e sviluppo delle fonti energetiche rinnovabili (solare termico, fotovoltaico, eolico, biomasse, mini-idroelettrico) e ai Programmi di promozione e sviluppo di interventi di risparmio energetico, di diffusione di dispositivi ad alta efficienza e di tecnologie energetiche innovative a basso impatto ambientale.

Si occupa inoltre dei Programmi di sostenibilità ambientale delle isole minori italiane, sia dal punto di vista della mobilità che da quello delle energie alternative.

Il Ministero dell'Ambiente opera, altresì, in stretta sinergia con il Ministero dello Sviluppo Economico che, attraverso la Direzione Generale per l'Energia e le Risorse Minerarie, svolge le funzioni di competenza nel campo della programmazione energetica per la determinazione degli obiettivi nazionali di risparmio energetico e sviluppo sostenibile, per le questioni relative allo sviluppo delle energie rinnovabili e del risparmio energetico, per le attività di promozione della

tecnologia italiana del settore e per l'analisi e la predisposizione di proposte e normative per l'incentivazione delle energie rinnovabili e del risparmio energetico.

Punti prioritari del Governo Italiano sono l'attuazione di misure in favore del risparmio energetico, della riduzione dei consumi di combustibili fossili e dello sviluppo delle energie rinnovabili.

A. CIP 6

Il provvedimento CIP 6/92 rientra tra i meccanismi "tradizionali" di incentivazione dell'energia, ovvero quei meccanismi che promuovono la realizzazione di impianti alimentati a fonti rinnovabili e assimilate attraverso la remunerazione dell'energia a un prezzo garantito.

È un provvedimento del Comitato Interministeriale Prezzi del 29 aprile 1992 modificato e integrato dal decreto del Ministro dell'Industria, del Commercio e dell'Artigianato 4 agosto 1994 attuativo della legge 9 gennaio 1991, n. 9 orientata a liberalizzare la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili o assimilate.

La legge n. 9/91 prevedeva un particolare regime giuridico per la produzione di energia elettrica da impianti alimentati da fonti rinnovabili o assimilate, definendo, in capo all' Enel, l'obbligo di ritiro dell'energia elettrica prodotta e dando mandato al CIP per la determinazione del prezzo di cessione dell'energia elettrica prodotta, includendo un corrispettivo aggiuntivo a copertura dei maggiori costi delle diverse tecnologie.

Il CIP, con il provvedimento CIP 6/92 ha quindi definito i prezzi di cessione secondo il principio del costo evitato, oltre che i corrispettivi aggiuntivi, per gli impianti alimentati da fonti rinnovabili e assimilate entrati in esercizio dopo il 30 gennaio 1991 da erogare per i primi otto anni di esercizio.

B. Certificati Verdi

È un meccanismo efficace volto ad incentivare l'uso delle energie rinnovabili, il risparmio energetico, la riduzione delle emissioni di anidride carbonica e l'utilizzo delle risorse energetiche nazionali, prevedendo che gli importatori e i soggetti responsabili degli impianti che, in ciascun anno, importano o producono energia elettrica da fonti non rinnovabili, hanno l'obbligo di immettere nel sistema elettrico nazionale, nell'anno successivo, una quota prodotta da impianti da fonti rinnovabili.

I produttori e importatori di energia elettrica da fonti non rinnovabili possono avvalersi dei "certificati verdi", titoli emessi dal GSE e rilasciati con riferimento alla produzione dei primi 8 anni (successivamente portati a 12 anni in base al decreto legislativo n. 152/06). Tale meccanismo comporta costi per i produttori e gli importatori da fonti non rinnovabili e ricavi per i produttori da fonti rinnovabili. I suddetti costi dipendono dal valore dei "certificati verdi" che sono oggetto di libera negoziazione. Tuttavia, esiste un valore massimo dei "certificati Verdi che funge da "prezzo massimo di riferimento".

C. Conto Energia

Il Conto Energia è l'incentivo statale che consente di ricevere una remunerazione in denaro derivante dall'energia elettrica prodotta dal proprio impianto fotovoltaico per un periodo di 20 anni. Questo schema d'incentivazione è diventato operativo in Italia in seguito alla pubblicazione del D.M. 28 luglio 2005 dell'allora Ministero delle Attività Produttive (MAP), oggi Ministero dello Sviluppo Economico (MSE), che ne stabiliva i criteri e le modalità, e successivamente ampliato dal D.M. 6 febbraio 2006.

Il 16 febbraio 2007 è stato approvato dalla Conferenza Unificata Stato-Regioni il Decreto del Nuovo Conto Energia 2007 e firmato da parte del Ministro dello Sviluppo Economico e del Ministro dell'Ambiente il 19 febbraio 2007. Tale decreto, che sostituisce i decreti precedenti, consentirà di allineare l'Italia agli altri paesi europei all'avanguardia nel settore e di eliminare parte delle lungaggini burocratiche che avevano appesantito il vecchio "Conto Energia".

In particolare, il decreto disciplina l'accesso alle tariffe incentivanti per chi produce energia attraverso impianti fotovoltaici e fissa le tariffe da un minimo di 36 ad un massimo di 49 centesimi di euro per kWh prodotto, innalzandole rispetto alla normativa precedente. Non sarà più necessario attendere l'accoglimento da parte del GSE della richiesta di concessione delle tariffe incentivanti, ma, una volta richiesto l'allaccio al Gestore di rete locale, si potrà procedere direttamente alla realizzazione dell'impianto e, dopo aver collegato l'impianto alla rete elettrica, si potrà richiedere al GSE il riconoscimento, per 20 anni, della tariffa incentivante relativa alla tipologia di impianto realizzato. Modificato anche l'obiettivo nazionale di potenza fotovoltaica da installare: dai 2.000 MW entro il 2015, previsti dalla bozza precedente, si è passati a 3.000 MW entro il 2016.

Possono beneficiare delle tariffe incentivanti le persone fisiche, le persone giuridiche, i soggetti pubblici e i condomini di unità abitative e/o di edifici.

D. Cogenerazione

Per cogenerazione si intende la produzione combinata di energia elettrica e calore alle condizioni definite dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas e tali da garantire un significativo risparmio di energia rispetto alle produzioni separate (art. 2, comma 8, del D.Lgs. n. 79/99).

La deliberazione dell'Autorità n. 42/02 prevede che un impianto, per poter essere ritenuto cogenerativo ed accedere ai benefici che tale qualifica determina deve soddisfare annualmente le seguenti due condizioni:

1. una condizione di risparmio di energia primaria minimo del 10% rispetto alla produzione separata dei due vettori energetici;
2. una condizione di produzione minima di energia termica utile pari al 15%.

I principali benefici che la legislazione attuale riconosce alla cogenerazione sono:

- esenzione dall'obbligo di acquisto di certificati verdi;
- diritto all'utilizzazione prioritaria dell'energia elettrica prodotta in cogenerazione, dopo quella prodotta da fonti rinnovabili;
- prezzi incentivanti per l'energia elettrica prodotta in cogenerazione da impianti di potenza inferiore a 10 MVA;
- diritto al rilascio di certificati verdi (per i soli impianti di cogenerazione abbinati al teleriscaldamento);
- qualifica di Cliente Idoneo sul mercato del gas naturale (per la sola quota di gas utilizzata in cogenerazione);
- possibile ottenimento di "titoli di efficienza energetica" commerciabili.

E. Certificati Bianchi

Detto meccanismo si fonda sul raggiungimento degli obiettivi quantitativi nazionali di miglioramento dell'efficienza energetica (fissati dai decreti ministeriali 20 luglio 2004 per il quinquennio 2005 -

2009) da parte dei distributori di energia elettrica e di gas che, alla data del 31 dicembre 2001, servivano almeno 100.000 clienti finali. Il meccanismo proposto prevede la creazione di un mercato di “titoli di efficienza energetica” (o “certificati bianchi”) attestanti il conseguimento dei risparmi energetici da parte di altri soggetti (distributori non obbligati, società controllate dai distributori e società di servizi energetici, ossia le “E.S.Co”) attraverso vari interventi di risparmio energetico come ad esempio, installazione di elettrodomestici o motori industriali ad alta efficienza, sistemi solari termici o a biomassa, isolamento termico degli edifici, sistemi di teleriscaldamento, impianti fotovoltaici. Gli interventi vengono valutati dall’Autorità per l’Energia Elettrica e il Gas la quale, in caso di valutazione positiva, richiede al Gestore del Mercato Elettrico di emettere a favore del soggetto attuatore del progetto Titoli di Efficienza Energetica corrispondenti ai risparmi certificati (in numero e tipologia). I soggetti idonei all’ottenimento dei Certificati Bianchi sono i distributori di energia elettrica e gas, Società controllate dai distributori, Società operanti nel settore dei servizi energetici.

12.4.3 Finanziamenti Regionali e Locali

Le regioni possono introdurre forme di incentivi locali in relazione all’evidenza di particolari problematiche ambientali, indirizzi di politica regionale o di particolari trasferimenti di fondi dai ministeri. I finanziamenti regionali sono spesso elargiti attraverso la promozione di bandi e fino ad esaurimento fondi.

12.5 Redazione del progetto

È importante non confondere la redazione di un progetto con la pianificazione finanziaria/strategica. I progetti si sviluppano generalmente intorno a una proposta specifica o un’idea, sono generalmente preparati da organizzazioni esistenti e sono mirati a fonti di finanziamento specifici pubblici e privati. Al contrario la pianificazione finanziaria è generalmente parte di un processo di lungo termine ed è spesso collegata all’avviamento o all’espansione di un business.

12.5.1 Prima di scrivere un progetto

Qui di seguito sono riportate sei azioni chiave da tenere in considerazione prima di scrivere un progetto:

- Identificare i punti di forza e di debolezza della propria organizzazione. Questo aiuterà a identificare dove poter promuovere la propria attività e dove si potrebbe aver bisogno di fonti di finanziamento per lo sviluppo.
- Identificare e sviluppare un progetto che sostiene la missione centrale della propria organizzazione. Un problema comune è che capita di rincorrere finanziamenti che possono risultare non rilevanti e fare cose che sono al di fuori della propria missione o del proprio ruolo. Questo è un problema comune alle piccole organizzazioni.
- Scrivere una breve ma dettagliata mini proposta o una descrizione del progetto. Elaborare una sintesi di una pagina con scopi, obiettivi e azioni è uno step chiave nel processo di sviluppo del progetto. La mini-proposta darà anche l’opportunità di intavolare una discussione. Alla fine del capitolo è riportato un Esempio di Modulo per la Sintesi di un Progetto.
- Ricercare le potenziali fonti di finanziamento a tutti i livelli: Internazionale, UE, nazionale, locale.

- Identificare i finanziatori che condividono le idee e la missione della propria organizzazione, gli scopi e gli obiettivi del proprio progetto in quanto non tutti potrebbero appoggiarli per motivi etici, politici o pratici.
- Ottenere linee-guida e informazioni sulla domanda assicurandosi che siano complete, le clausole infatti sono importanti tanto quanto il testo principale.

12.5.2 Ciclo di vita di un progetto

Il ciclo di vita di un progetto segue un format prevedibile. L'elaborazione dovrebbe essere fatta in accordo alle linee-guida e seguire vari stadi: stesura della bozza, revisione, feedback e stesura finale. Concluso l'ultimo stadio, il progetto sarà pronto per essere presentato entro la scadenza data.

Allo sviluppo di ogni fase bisogna assegnare un determinato arco temporale e lasciarsi a disposizione del tempo nell'eventualità che si verifichino degli imprevisti.

12.6 Calcolatori e Casi Studio

Sono disponibili diversi calcolatori elettronici, incluso:

- SEI - Calcolatore per il Confronto dei Costi Totali di Riscaldamento
- Caso Studio RETScreen.

12.6.1 SEI - Calcolatore per il Confronto dei Costi Totali di Riscaldamento

Questo calcolatore confronta i costi di riscaldamento di differenti sistemi usando fonti di energia rinnovabili e non. Per ogni sistema si può selezionare il tipo di carburante usato e definire l'investimento richiesto, così come i termini del prestito e i vari parametri per il calcolo del costo annuale del carburante, usando i propri valori o quelli suggeriti. E' possibile anche scegliere come si vuole che il paragone venga presentato scegliendo tra i vari diagrammi proposti. Il calcolo è disponibile nella sezione Renewable Energy Information Office sul sito web www.sei.ie.

12.6.2 Caso di studio RETScreen

Il caso studio RETScreen usato in questo capitolo (sezione 3.1) riguarda un progetto di riscaldamento a biomassa di due scuole (BIOH01-B) nello Herefordshire in UK. Il software e i casi studi sono disponibili sul sito web www.retscreen.net.

12.6.3 Casi di studio ELREN

Il sito web www.elren.net contiene una serie di casi di studio di rilevanza europea in forma sia elettronica che pronta per la stampa in cartaceo. Per alimentare la banca dati si è provveduto a distribuire fra i partner di progetto una scheda-sommario per la sintesi dei dati essenziali del progetto di riferimento. Tale scheda è stata poi sviluppata in forma elettronica per permettere di codificare tutte le caratteristiche di un progetto ed effettuare poi una ricerca tematica nel database. Copia del modulo elettronico in inglese è qui allegato. Esso costituisce di fatto una lista di controllo (*check list*) di tutti gli elementi caratteristici (tecnici, amministrativi, economici e finanziari) di un progetto di ER.



Tuesday, November 13, 2007

...: Case Studies » Electronic CS » Case Studies
Edit ...

Search

Nicola Tartaglia Log

TopPane

LeftPane

ContentPane

RightPane

Text/HTML

Case Study Edit

Text/HTML

Edit Text



All fields are empty Fields are partially compiled All fields are compiled

Edit Text

The fields with * are obligatory

* CS COMPILER

Select a partner

CS SUBMITTER

TITLE

* CATEGORY

Select a project category

BIO-ENERGY CATEGORIES

- Bio-energy
- Waste: Vegetation
 - Agricultural waste
 - Forestry residues
 - Urban green
- Waste: Animal
 - Animal fats
 - Animal slurry
- Waste: Industrial
 - Recovered waste vegetable oil
 - Wood industry waste
 - Construction wood waste
- Waste: Municipal
 - Domestic biowaste
- Energy Crops
 - Oil seed crops
 - Forestry wood
 - Wood chips

GEO-ENERGY CATEGORIES

- Geo-energy
 - Low-temperature surface energy
 - High-temperature deep energy

HYDRO-ENERGY CATEGORIES

- Hydro-energy
 - Micro-hydro (less than 300 kW)
 - Mini-hydro (300 kW to 10 MW)

SOLAR-ENERGY CATEGORIES

- Solar-energy
 - Solar photovoltaic
 - Stand-alone (off-grid)
 - Grid-connected
 - Grid-connected with battery back-up
 - Solar thermal
 - Stand-alone

WIND-ENERGY CATEGORIES

- Wind-energy
- Onshore: small scale (less than 250 kW)
- Onshore: medium scale (250 kW to 5 MW)

ENERGY PERFORMANCE OF BUILDINGS CATEGORIES

- Energy performance of buildings
- Building energy rating
- Air heating
- Hot water heating
- Air cooling
- Ventilation
- Power & lighting

SUMMARY

PROJECT DETAILS

A. Context

A1. Location

a. Country

b. Region

c. LAG area
Get LAG list for selected country

d. Locality

A2. Socio-economic area background

A3. Socio-economic & technical reasons

- Encourage locally grown fuel crops
- Increase farmer income
- Insufficient local electricity supply
- Reduce fossil fuel consumption

New entries will be scrutinized and published by the administrator.

Other

B. Promoters and partners

B1. Public

- Local governments
- Public energy agencies
- Public research centres
- Public universities

New entries will be scrutinized and published by the administrator.

Other

B2. Private

- Private banks
- Private companies

New entries will be scrutinized and published by the administrator.

Other

☐ B3. Details

☐ C. Objectives

☐ C1. Project aims

- Creating economic benefits for community from profits obtained from sale of electricity generated
- Enabling community to participate in RE generation
- Generating RE
- Promote development of community-supported RE production initiatives by supporting formation of new subjects
- Promote use of biofuels
- RE applications in public buildings
- Training on RE

New entries will be scrutinized and published by the administrator.

Other Add

☐ C2. Specific objectives

a. Production

- Electricity wind generation
- Production of biofuels
- Production of fuel crops

New entries will be scrutinized and published by the administrator.

Other Add

b. Destination

- Electricity sale
- Use of biofuels in public & private transport vehicles

New entries will be scrutinized and published by the administrator.

Other Add

c. Other socio-economic objectives

- Discounted billing of local electricity consumption
- Distribution of dividends to local investors
- Energy cost reduction
- Financial support to local RE initiatives
- Know-how support to local RE initiatives
- Occupation of local workers

New entries will be scrutinized and published by the administrator.

Other Add

☐ C3. Strategies adopted to achieve them

- Commercial arrangements with local energy service bodies
- Integration with Governmental RE support strategies
- International ethical financing
- International know-how exchange
- Local fund raising

New entries will be scrutinized and published by the administrator.

Other Add

☐ D. Project content

☐ D1. End-user targeted

- Agriculture
- Education
- Financial instrument
- Industry
- Legal initiatives (regulations, directives, etc)
- Local communities
- New/refurbished buildings
- Planning issues
- Power distribution companies
- Sustainable communities
- Transport & mobility
- User behaviour

New entries will be scrutinized and published by the administrator.

Other Add

D2. Target audience

- Architects and engineers
- Design, installation
- Development & merchant banks
- Education & research institutions
- Energy Service Co. (ESCOs)
- Farmers
- Financial institutions
- Households/Citizens
- Local and regional authorities
- Potential entrepreneurs
- Property owners
- Small & medium enterprises
- Technical services & scientific information providers
- Technological suppliers
- Transport companies
- Utilities

New entries will be scrutinized and published by the administrator.

Other Add

D3. Methods and technologies used

E. Project phasing

E1. Start date

E2. End date (If the project is not completed or in progress, give reasons in E3 below)

E3. Description

F. Project economic & financial analysis

F1. Investment cost

Total in EURO Give below details by investment category as available

F2. Source of funding

F3. Operating costs

Total in EURO Give breakdown by category as available

☐ F4. Activity performance indicator

☐ G. Project results

☐ G1. Energy production/saving indicators

☐ G2. Other environmental and social benefits

☐ H. Innovative elements, lessons learned and potential for replication

☐ H1. Innovative elements

☐ H2. Lessons learned

☐ H3. Factors of success for potential replication

SOURCES OF INFORMATION

PROJECT IMAGES

Add imageRemove imageScegli...

Every effort has been made to ensure that information provided in this form is accurate and up to date, but no legal responsibility is accepted for any errors, omissions or misleading statements. Information provided herein has been obtained through official publications, press releases, publicity material and direct interviews. ELREN website staff is not therefore responsible for, and cannot guarantee, the accuracy of information provided by partners and support partners to this project website.

* Compiler to accept

[Go back to list](#)

[Save project](#)

[View compiled CS form](#)

BottomPane

Copyright 2006 by LAG Vastese Inn on behalf of ELREN partnership - Terms Of Use - Privacy Statement
Web developers: Sistemi Territoriali srl & Tecnopiani I.C. srl

DotNetNuke® is copyright 2002-2007 by Perpetual Motion Interactive Systems Inc.

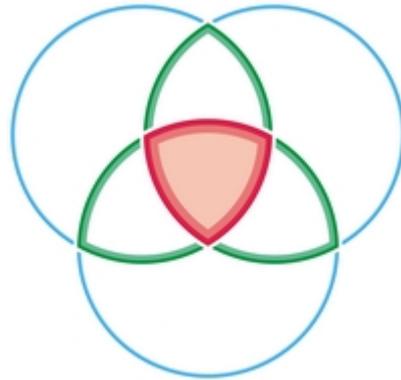
Ulteriori fonti di informazione

- **RENAEL - Rete Nazionale delle Agenzie Energetiche Locali** : www.renael.it
Nell'ottobre 1999 a Roma le Agenzie locali italiane hanno formalmente costituito la Rete Nazionale delle Agenzie Energetiche Locali, Renael.
Mentre le Agenzie devono farsi interpreti delle diverse realtà locali, Renael è lo strumento e veicolo di sinergie e sussidiarietà per le Agenzie Energetiche Locali, per i Poteri locali, per l'insieme del sistema energetico del nostro paese. Ha il compito di rafforzare e valorizzare il ruolo delle Agenzie e delle Autorità locali, per favorire lo scambio di esperienze e la diffusione di buone pratiche, per sollecitare il concorso di tutti gli attori, istituzionali e non, che operano a livello comunitario, nazionale e locale, nella gestione dell'energia.
Renael promuove, d'intesa con le singole Agenzie Locali, studi, progetti ed azioni volti al risparmio energetico, all'uso razionale dell'energia e all'utilizzo delle fonti energetiche rinnovabili, rappresenta le Agenzie associate presso le Istituzioni nazionali ed Europee e con le istituzioni collabora per armonizzare il complesso management dell'energia.
Ulteriori dettagli possono essere trovati sul sito web www.renael.it
- **Ministero dello Sviluppo Economico** : www.sviluppoeconomico.gov.it
- **Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare** : www.minambiente.it
- **Sito di Sviluppo Italia** : www.sviluppoitalia.it
- **Carlow LEADER** : www.carlowleader.ie
- **ELREN Project Website** : www.elren.net
- **Commissione UE dedicato all'energia** : www.ec.europa.eu/energy/index_en.html
- **Commissione UE sull'iniziativa Managenergy** : www.managenergy.net
- **ITABIA** : www.itabia.it
- **Environmental Protection Agency** : www.epa.ie
- **Agenzia Locale per l'Energia e lo Sviluppo Ambientale** : www.alesachieti.it
- **GAL Vastese Inn** : www.vasteseinn.it
- **Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas** : www.autorita.energia.it
- **Gestore Servizi Elettrici** : www.grtn.it
- www.contoenergia.it

Riferimenti

Boyle, G. (Ed.), 2004 - *Renewable Energy: Power for a Sustainable Future*, 2nd Edition, Oxford University Press and The Open University. Oxford.

Department of Communications, Marine and Natural Resources (2006) - *Biofuels Scheme II*, in : [www.dcmnr.gov.ie/Energy/Sustainable+and+Renewable+Energy+Division/Biofuels+Scheme+II/DCMNR Dublin](http://www.dcmnr.gov.ie/Energy/Sustainable+and+Renewable+Energy+Division/Biofuels+Scheme+II/DCMNR+Dublin).



Capitolo

13

**PARTECIPAZIONE, CONSULTAZIONE
E PIANIFICAZIONE**

Ciaran Lynch, Tipperary Institute

13. PARTECIPAZIONE, CONSULTAZIONE E PIANIFICAZIONE

13.1 Obiettivi

- Familiarizzare con i concetti, gli obiettivi e le opportunità della partecipazione e della consultazione
- Essere in grado di distinguere tra gli aspetti della partecipazione e quelli della consultazione
- Familiarizzare con alcune tecniche di partecipazione e consultazione
- Essere in grado di inserire i processi di partecipazione e consultazione in un programma di sviluppo progettuale
- Familiarizzare con il processo di progettazione in Italia riferito in particolare al settore dell'energia sostenibile
- Essere in grado di commissionare una consulenza per un progetto e di revisionare tale lavoro

13.2 Parte Prima: Consultazione e Partecipazione

Si parla spesso di consultazione e partecipazione come se fossero la medesima cosa, tuttavia, esse sono considerevolmente diverse fra loro. Alcune delle principali differenze sono elencate di seguito:

PARTECIPAZIONE	CONSULTAZIONE
Opportunità di accettare il piano e gli esiti	Piano stabilito da chi offre la consultazione
Opportunità di approvare così bene le domande da dare un'opinione sulle risposte	Domande determinate da chi offre la consultazione
Opportunità di prendere parte al dialogo	Di solito nessuna opportunità di prendere parte ad un dialogo esteso
Opportunità di persuadere così bene da esprimere un'opinione	Di solito si può solo esprimere un'opinione. Più arduo l'atto di persuasione

Tabella 13.1 : Aspetti della Partecipazione e della Consultazione

In sostanza, la **partecipazione** è un processo nel quale coloro che sono coinvolti decidono insieme i risultati da perseguire, i metodi che saranno usati per il loro raggiungimento e i modi nei quali la realizzazione degli obiettivi sarà valutata e gestita. Si condividono inoltre le decisioni da prendere, la responsabilità e, idealmente, si dovrebbero condividere i costi di sviluppo. La **consultazione**, per contro, è un processo nel quale una persona (o un gruppo o un'organizzazione) decide cosa si vuole raggiungere, come si vuole realizzarlo e così via, chiedendo ad altri cosa pensano delle sue proposte. Replicare a tali opinioni è una scelta di chi offre la consultazione e coloro che sono interpellati non hanno voce in capitolo sulla decisione finale. Certamente questo modo di concepire la partecipazione e la consultazione le pone come due estremi. In ogni modo, è più opportuno pensare ad esse come ad un "continuum" che spazia dalla partecipazione totale da una parte alla totale mancanza di essa dall'altra. Ogni processo può essere analizzato usando dei modelli, pertanto, un processo potrebbe permettere piena partecipazione nella fase di definizione degli obiettivi, ma nessuna partecipazione nei metodi usati per l'implementazione. È chiaro che ogni processo ha differenti caratteristiche e non può essere considerato come o di piena partecipazione o completamente prescrittivo. Ognuno contiene elementi di entrambi. Quindi, partecipazione e consultazione possono essere considerati come un continuum multi-strato con diversi piani di connessione possibili in diverse fasi del processo decisionale.

13.2.1 Perché partecipazione e consultazione

Uno dei concetti più rilevanti da ricordare riguardo la partecipazione e la consultazione è che il *perché* tale processo sia usato per raggiungere una decisione è importante quanto il *come*. I processi di partecipazione e consultazione possono essere usati per molte ragioni e possono, infatti, essere usati per differenti scopi allo stesso tempo. Una precedente autrice, Sherry Arnstein, sul tema della partecipazione sviluppò un modello chiamato “Scala della Partecipazione”. Questo modello può essere usato per classificare le motivazioni che potrebbero spingere ad usare i processi di partecipazione e di consultazione.

La Scala della Arnstein è illustrata sotto. Si potrà osservare che a livello degli ultimi gradini della scala - manipolazione e terapia - la partecipazione non è realmente presente. Anche a questo livello - che la Arnstein ritiene essere di non partecipazione - le *tecniche* di partecipazione possono essere messe in atto.

Pertanto meeting pubblici, questionari, focus groups e altre tecniche classiche di partecipazione possono essere implementate ma con nessuna intenzione di soddisfare gli esiti di questi processi o di replicare alle opinioni espresse. Nel peggiore dei casi tale processo può essere impiegato per persuadere la gente ad accettare qualcosa che vada contro i loro interessi, nel caso migliore a far provare loro la sensazione di essere ascoltati anche quando in realtà non lo sono. Nella parte superiore della scala si trova il “potere dei cittadini” come definito dalla Arnstein e in cima il concetto di “controllo dei cittadini”. Anche l’autrice stessa ha dei dubbi sul fatto che un tale livello di partecipazione possa essere raggiunto.

A metà della scala ci sono i componenti della partecipazione che la Arnstein definisce ‘tokenism’ (principio o pratica di fare concessioni minime a gruppi minoritari come gesto simbolico) ma che può includere certi elementi della partecipazione e della consultazione più autentici.

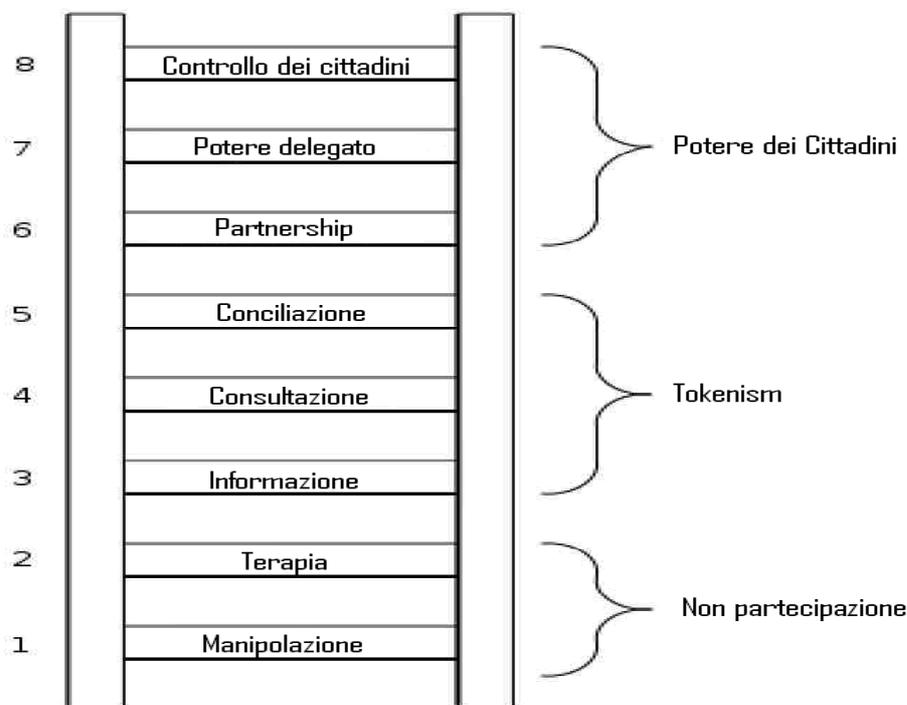


Figura 13.2 : Scala di Partecipazione della Arnstein

13.2.2 Opportunità di partecipazione offerte e ricevute

Nel campo dell'energia sostenibile le opportunità per la partecipazione e la consultazione possono essere offerte all'interessato e da lui ricevute. Le opportunità proposte all'interessato sono generalmente quelle che riguardano le politiche e le strategie che si trovano all'interno della sfera pubblica o all'interno della sfera di organizzazioni rappresentative o professionali. Queste possono includere politiche nazionali sullo sviluppo delle energie rinnovabili, strategie di sviluppo regionale, piani di sviluppo locale e così via. Come potenziale responsabile di progetti sull'energia rinnovabile è importante informarsi costantemente sulle evoluzioni nella politica e nelle strategie, dal momento che la possibilità di portare a termine un esito specifico può essere compromesso dalle politiche e dalle strategie adottate a livello locale e nazionale di cui si potrebbe non essere a conoscenza.

13.2.3 Avvalersi delle opportunità proposte

Le strategie e le politiche più importanti di enti statali o semi-statali sono presentate per commenti pubblici prima di essere adottate. Tale opportunità può essere fornita perché è una necessità legale, almeno in modo simbolico, sebbene molte organizzazioni non considerano una tale azione molto prudente. Certamente non è mai chiaro fino a che punto tali pratiche siano autentiche e fino a che punto siano posizionate nella parte inferiore della scala della Arnstein. Comunque, anche se si dimostrasse la loro non obiettività, non è saggio non partecipare con la motivazione che esse possano rappresentare una perdita di tempo. La partecipazione allo sviluppo strategico e politico può essere considerata in una serie di modi.

A livello nazionale ed internazionale non sarà possibile partecipare attivamente controbattendo alle proposte delle politiche e delle strategie. Ci sono troppi processi rilevanti in corso affinché un individuo possa pianificare e replicare. Per questa forma di partecipazione, quindi, l'approccio suggerito è diventare un membro di organizzazioni rappresentative di interessi di gruppi omogenei e partecipare ad esse. Ci sono molti tipi di queste organizzazioni ed una affidabile agirà nell'interesse dei suoi membri, li consulterà sulle questioni chiave e li terrà informati.

Unendosi ad una di queste organizzazioni e dando il proprio contributo per mantenerla solida, si sarà in grado di partecipare, per lo meno tramite una delega, alle decisioni nazionali e internazionali più importanti che possono sembrare remote, ma che possono altresì avere implicazioni significative per il proprio programma particolare in corso.

A livello regionale e locale ci sono diverse politiche e strategie di particolare importanza. Queste includono piani di sviluppo regionali e locali, strategie di sviluppo, politiche di protezione del territorio ecc. Maggiori dettagli su come partecipare ai processi di pianificazione saranno discussi nella sezione ad essi dedicata. A livello regionale e locale si può anche provare a presentare delle proposte in associazione con un network di individui simili. Tuttavia, dato che le proposte, potenzialmente, a tale livello sono più specificatamente a carattere locale, è necessario esaminarle dato che esse saranno applicate ai propri progetti.

13.2.4 Presentare una proposta

È vero che alcune proposte hanno bisogno di essere scritte in un linguaggio e con un indirizzo tecnico. Ciò nonostante non è sempre un requisito preteso e non ci si dovrebbe lasciar dissuadere dal presentare proposte per paura dei costi o della loro complessità. E' sempre opportuno presentare una proposta in un linguaggio semplice ed esprimere chiaramente i propri interessi. Questi sono spesso prontamente identificabili dalle proposte che vengono fatte. Se si può suggerire cosa si vorrebbe come un'alternativa a ciò che è stato proposto tanto meglio, ma non è assolutamente necessario.

13.2.5 Dare opportunità agli altri

Così come si accettano le opportunità di partecipazione offerte, si può anche, nel ruolo di decisore politico o responsabile di progetto, offrire un'opportunità ad altri di partecipare alle decisioni riguardanti le proprie politiche o i propri progressi. Ciò è qualcosa che dovrebbe essere sempre considerato. A volte può essere richiesto dalla normativa vigente e quindi non si hanno opzioni alternative, ma anche se non fosse obbligatorio, tale possibilità dovrebbe essere, comunque, seriamente considerata.

Secondo un certo punto di vista, l'opportunità di partecipare allo sviluppo di una proposta o una consultazione con coloro che possono subire l'influenza di tale sviluppo, non dovrebbe mai coinvolgere altri che non sono esplicitamente previsti dalla normativa. Tale punto di vista si basa su diverse considerazioni, ma fondamentalmente si basa sulla percezione che ci sarà sempre qualcuno che si opporrà a qualsiasi tipo di evoluzione e, senza neanche vagliare la proposta, la reputerà inaccettabile. C'è anche la sensazione che concedere più tempo di quello consentito e richiesto dai termini di legge per preparare un'obiezione, dia più possibilità per sollevare un caso irragionevole e illegittimo. Inoltre, questo punto di vista suggerisce che dare una tale opportunità a potenziali obiettori, metterà il proponente nella posizione di dover avviare difese più complesse che altrimenti avrebbe potuto evitare. C'è un modesto numero di sostenitori di questo punto di vista che, oltre a ciò, sono dell'opinione che la consultazione, proprio per la sua natura, eleverà obiezioni che in altri casi non si sarebbero elevate. Tutte queste osservazioni dovrebbero essere prese in considerazione da ogni decisore politico e responsabile di progetti nel contesto delle proprie situazioni individuali. Ci sono, comunque, diverse riflessioni opposte che vanno vagliate quando bisogna prendere una decisione. Innanzitutto, mentre è un dato di fatto che in certe situazioni c'è un gruppo implacabile di obiettori, che non si riuscirà a soddisfare qualunque proposta venga fatta, è probabile anche che la profondità e il grado dell'obiezione sarà presumibilmente maggiore se non viene effettuata nessuna consultazione con coloro che subiranno gli effetti della decisione. In secondo luogo, può essere possibile mitigare l'impatto di uno sviluppo con, relativamente minori, modifiche se la base dell'obiezione è conosciuta in tempo e, conseguentemente, diminuire il livello dell'obiezione stessa.

Terzo aspetto da considerare, è poco plausibile che la consultazione non dia origine a obiezioni, ma un maggior numero di persone può essere tentato a obiettare se ha la sensazione che i propri interessi non siano stati considerati affatto. In quarto luogo, da un punto di vista normativo, si può pensare che sia giusto tenere in considerazione i punti di vista di coloro che subiranno le conseguenze di una politica o di una determinata evoluzione nella fase di sviluppo.

13.2.6 Che cosa non sono la partecipazione e la consultazione

Anche se si intraprende un processo di consultazione o di partecipazione, non si avrà la garanzia di poter soddisfare i desideri di tutti, il che vorrebbe dire, in effetti, concedere la possibilità di veto ad ogni persona coinvolta nel processo, cosa a cui difficilmente si ambisce. Le differenti procedure di partecipazione e di consultazione incorporeranno diversi gradi ai quali al processo sarà permesso di incidere sull'esito. Riprendendo la scala di partecipazione della Arnstein, i gradini inferiori erano meramente tokenistic o di natura ritualistica. Se un processo intraprende tale strada diventerà successivamente privo di senso e, quindi, sarà peggio che non averlo avviato affatto. L'onestà è la componente chiave di un processo di partecipazione che non si dovrebbe mai intraprendere se non si ha l'intenzione di soddisfare i suoi risultati. I processi di consultazione e partecipazione dovrebbero sempre, pertanto, rendere chiaro quali saranno i limiti del loro impatto. Sicuramente è del tutto appropriato provare a persuadere coloro che partecipano al processo per sostenere il proprio punto di vista. Tuttavia, se l'unico esito che si ritiene accettabile è esattamente il proprio, il processo è senza senso e fraudolento.

A volte i promotori di un progetto confondono le informazioni date con la consultazione. Sono in realtà molto difforni con la principale differenza che per essere consultivo un processo deve ammettere almeno la possibilità per un progetto di essere modificato. Se non c'è nessuna apertura in questa direzione è piuttosto appropriato impegnarsi in una campagna di informazione, ma dovrebbe essere chiaro cosa è e cosa non è un processo di consultazione. Come un altro scrittore afferma, coloro che pervengono a un processo collaborativo dovrebbero giungerci con una prospettiva e non con una posizione – perchè la posizione non ammette nessuna opportunità di cambiamento.

13.2.7 Approcci alla partecipazione

L'essenza della partecipazione è che la domanda così come la risposta ad essa maturano insieme a coloro che sono impegnati nel processo. Questa è una procedura più efficace a livello politico e strategico che a livello progettuale, sebbene potrebbe essere usato per particolari elementi di un processo di elaborazione progettuale.

Le fasi in un processo di partecipazione possono essere definite in molti modi, comunque, le fasi di seguito suggerite sono indicative degli step generali che possono essere intrapresi:

- concordare i quesiti
- concordare i risultati da realizzare
- definire la situazione corrente tenendo in considerazione i quesiti
- concordare i fattori critici
- concordare le azioni da intraprendere
- definire i meccanismi di implementazione
- concordare i processi di monitoraggio e valutazione.

L'approccio partecipativo tenta di raggiungere gli obiettivi selezionati su basi consensuali. La teoria dell'approccio suggerisce che il dialogo e l'interazione danno origine a intese e accordi in forme più solide di quelle che ci si potrebbe aspettare adottando modelli meno interattivi. I processi di partecipazione possono avere caratteristiche eterogenee a seconda delle diverse direzioni. Per esempio un processo può includere una comunità intera o gruppi di interessi specifici; può coinvolgere rappresentanti di settore e di organizzazioni o tutti i membri dell'organizzazione; può coinvolgere esperti e persone inesperte; può implicare differenti livelli di partecipazione alle differenti fasi del processo. La natura di un processo che sia verosimilmente più efficace sarà influenzata dal contesto e non c'è nessun modello di riferimento che si possa avanzare che venga riconosciuto universalmente come il migliore. Quando ci si impegna in un processo come questo è necessario di solito attuare una consultazione vasta dato che le opinioni possono essere copiosamente diverse. Non si ottiene alcun beneficio dall'acquisire opinioni di una persona che ha il nostro stesso punto di vista. Questa è l'unica opinione della quale non si necessita – la si ha già a disposizione!!!! Bisogna includere funzionari pubblici nelle proprie consultazioni e ascoltare ciò che hanno da dire!! E' sorprendente a volte come la gente ignori quello che viene detto o lo interpreti a proprio modo. Non tutti i funzionari pubblici sono perfetti o corretti allo stesso tempo, ma vale sempre la pena ascoltarli.

13.2.8 Tecniche per facilitare la partecipazione

Sebbene ci siano molti aspetti in un processo di partecipazione, due degli elementi chiave sono la comunicazione e il momento decisionale. Il come le decisioni vengono prese sarà connesso, in ultima analisi, al dove l'autorità responsabile di prendere le decisioni risiede. La comunicazione reale ('dialogo autentico' per citare Hebermas) è un elemento chiave di un processo di partecipazione. Ci sono molte tecniche che possono essere usate per facilitare la vera comunicazione, queste includono:

- Meeting pubblici
- Focus groups

- Newsletter
- Stampa
- Radio
- Avviso pubblico
- Comunicazioni postali o consegnate a mano
- Leader di comunità
- Passaparola
- Comunicazione attraverso organizzazioni
- Scuole e organizzazioni di giovani
- Processi basati sul Web
- Questionari comunitari
- Riunioni in casa
- Giurie cittadine
- Presenza fisica nella comunità
- ICT basato su processi decisionali
- Processi di consultazione basati sul Web
- Rappresentanti di gruppi direttivi.

Tutte queste tecniche hanno vantaggi e svantaggi.

La seguente tabella mostra un limitato numero di caratteristiche di ogni tecnica.

Tecniche	Caratteristiche
Meeting pubblici	Vantaggiosi per le informazioni date e la pubblicità; meccanismo non appropriato per discussioni e collaborazioni.
Focus groups	Vantaggiosi per le discussioni approfondite; difficoltà nell'assicurare che tutti gli interessi siano rappresentati e possono portare via molto tempo.
Newsletter	Vantaggiose per una vasta diffusione; possono non essere lette da tutti ed è poco probabile che siano lette interamente.
Stampa	Vantaggiosa per una vasta diffusione, ma può non essere letta da tutti.
Radio	Vantaggiosa per una vasta diffusione e discussione; tuttavia può non essere ascoltata da tutti e la comunicazione riportata in maniera inesatta.
Avviso pubblico	Adatto per una vasta diffusione ma può non essere letto da tutti. Non adatto a grandi quantità di dati.
Comunicazioni postali o consegnate a mano	Vantaggiose per una vasta diffusione; Malgrado ciò tutte le comunicazioni scritte possono non rappresentare adeguatamente le opinioni di coloro con difficoltà di lettura.
Leader di comunità	Vantaggioso per il coinvolgimento con il punto di vista della comunità; però può dare opinioni parziali.
Passaparola	Può avere luogo in ogni caso; aiuta a rendere partecipe la comunità ma può travisare i punti di vista e dare luogo a difficoltà.
Comunicazione attraverso organizzazioni	Adatta a rendere partecipe la comunità e coloro che sono attivisti all'interno di essa. Ciò nonostante, le organizzazioni possono avere un proprio programma e le opinioni possono essere distorte da tale programma.
Scuole e organizzazioni di giovani	Adatte a rendere partecipi i giovani nel processo ma richiedono chiarezza circa il loro ruolo e la co-operazione delle autorità scolastiche.
Processi basati sul Web	Adatti per le tecniche interattive decisionali. Tuttavia, possono essere limitati a coloro che hanno accesso al computer e possono essere distorti da coloro che moderano la discussione sul web.

Tecniche	Caratteristiche
Questionari comunitari	Vantaggiosi per una raccolta dati dettagliata. Ciò nonostante, possono essere alquanto costosi e monodimensionali.
Riunioni in casa	Adate per discussioni approfondite su argomenti locali. Malgrado ciò possono escludere coloro che sono restii a esprimere un'opinione in pubblico e richiedono un numero significativo di persone della comunità disposte a partecipare.
Giurie cittadine	Possono essere utili nel presentare una varietà di prospettive insieme. Però è arduo assicurare che tutte le prospettive siano rappresentate.
Presenza fisica nella comunità	Vantaggiosa perchè consente discussioni, spiegazioni e interazione. D'altra parte, può essere costosa e potrebbe dare origine a confronti e cinismo in un contesto criticato.
ICT basato su processi decisionali	Può essere utile per approcci decisionali razionali. Comunque, richiede facilitazione esperta
Rappresentanti di gruppi direttivi	Un buon metodo per condividere il momento decisionale tra i rappresentanti di diversi settori; nondimeno, difficoltà nell'assicurare un'equa rappresentanza, si richiede quindi notevole capacità nella costruzione e facilitazione

Tabella 13.3 : Tecniche di Partecipazione e di Consultazione

Non tutte queste tecniche saranno utilizzabili in tutti i contesti. Ciò che è importante è che venga sviluppata e implementata una strategia di partecipazione che implica una serie di tecniche complementari. Inoltre, il modo in cui un metodo è usato è importante quanto il metodo in sé. Se un metodo è usato per manipolare piuttosto che per rispondere risulterà essere inefficace, non importa quanto efficientemente sarà implementato.

13.2.9 Approcci alla consultazione

La differenza tra consultazione e partecipazione è relativa agli elementi del processo decisionale che esso comporta piuttosto che alle tecniche usate. In un processo di consultazione la persona che offre la consultazione generalmente ricerca l'opinione degli altri riguardo la sua proposta piuttosto che invitarli a partecipare alla sua elaborazione. Molte delle tecniche usate nel processo di partecipazione saranno anche usate in un processo di consultazione sebbene quelle che tentano di arrivare ad una decisione partecipata saranno meno appropriate nel processo di consultazione che ha un livello di intento minimo. Nel pianificare un processo di consultazione è particolarmente importante che ci sia chiarezza sulla portata dell'impatto del processo sugli eventuali esiti. Ogni processo che implica la possibilità di un impatto non fattibile o che potenzialmente può terminare, dà origine a esiti peggiori rispetto a quelli che si potrebbero verificare se il processo di consultazione non venga intrapreso affatto.

13.2.10 Sintesi

In sintesi partecipazione e consultazione sono processi collegati ma molto differenti. Si può avere l'opportunità di prendervi parte sia nel ruolo di chi risponde all'iniziativa di altri sia come promotore di tali processi. Queste brevi note non hanno l'intenzione di essere una dichiarazione esaustiva sull'argomento - è molto più complesso di così. Alcuni punti chiave sui quali si può riflettere sono i seguenti:

- È importante afferrare le opportunità che si presentano per prendere parte ai processi politici e strategici di consultazione e partecipazione.
- Ci si può impegnare in tali processi o individualmente, o come membro di un organizzazione o come entrambi.

- A volte si necessita di presentare domande molto tecniche, ma tale requisito non è sempre indispensabile.
- Come promotore di un processo di partecipazione o di consultazione necessario chiarire fino a che punto si è disposti a fare compromessi come risultato del processo.
- Se non si è disposti a fare alcun compromesso, è preferibile dare informazioni piuttosto che un'opportunità per la consultazione.
- Ci sono molte tecniche di partecipazione e consultazione ma ciò che è veramente importante è come esse vengano messe insieme in una strategia.
- Essere onesti con se stessi e con gli altri è fondamentale in questi processi come una comunicazione onesta.
- Dare agli altri l'opportunità di influenzare ciò che si sta facendo è corretto e potenzialmente rende il processo un po' meno problematico.
- Dare agli altri il diritto di esprimere la propria opinione non vuol dire che si ha l'intenzione di fare ciò che essi chiedono.
- Tuttavia, se si chiede un'opinione e la si riceve, qualsiasi cosa si farà, è opportuno replicare in modo da permettere agli altri di conoscere quale sia l'esito e, se non si è accettato il loro punto di vista, spiegarne il motivo. Non replicare, infatti, a un'opinione può rendere le persone molto scontrose.

Infine, va sottolineato che sviluppare e implementare tali processi richiede un alto livello di capacità. Questa breve introduzione serve a iniziare l'acquisizione di tale capacità. Intanto, per ora, servirà a istruire i propri consulenti in modo più efficace, a monitorare in maniera più determinata il loro operato e giungere a un miglior risultato partendo dagli sforzi che entrambi dedicano nel processo.

Ulteriori fonti di informazione

- www.partnerships.org.uk/guide/main1.html
- www.nls.org/conf2006/top%20ten%20tips.htm
- www.2020vision.org/resources/r_activists.htm
- www.combatpoverty.ie/publications/newtitles.htm
- www.uow.edu.au/arts/sts/TPP/beder.html
- www.lithgow-schmidt.dk/sherry-arnstein/ladder-of-citizen-participation.html
- www.partnerships.org.uk/part/index.htm

Riferimenti

Arnstien, S (1969) - *Ladder of Citizen Participation*, Journal of American Planning Association 35 (216-224)

13.3 Parte Seconda : FER e Processo di pianificazione (iter legislativo) in Italia

13.3.1 Introduzione

In questo secondo capitolo sarà preso in esame il Processo di Pianificazione in Italia. Dopo una breve presentazione sul processo di nascita di una legge nel sistema giuridico italiano, si passerà ad analizzare le varie tipologie di Piani Energetici, strumenti che vengono redatti nel nostro paese per disciplinare la situazione energetica con le relative leggi di riferimento ed il rapporto ambiente/energia; sarà dedicata particolare attenzione al razionale e corretto uso energetico sul nostro territorio. Saranno spiegati sommariamente i meccanismi dei diversi piani (P.E.N., P.E.R., P.E.P., P.E.C.), evidenziando come negli ultimi anni le decisioni in materia di energia siano passate di competenza dallo Stato agli Enti Locali (Regioni, Province, Comuni) che realizzano così un bilancio energetico dei loro territori. Verrà infine illustrato l'iter autorizzativo relativo agli impianti alimentati da energia rinnovabile, facendo la fondamentale distinzione fra quelli con potenza minore oppure maggiore di 20KW.

13.3.2 Il sistema di pianificazione

A. Come nasce una legge in Italia?

La proposta per una legge in Italia può essere fatta dal **Governo**, da **ciascun Parlamentare**, dal **CNEL** (Consiglio Nazionale dell'Economia e del Lavoro), dai **Consigli Regionali** ed anche dai **cittadini** nel caso in cui almeno 50.000 elettori firmino e presentino un progetto di legge redatto in norme distinte, cioè composto di vari articoli. Questa proposta, allorchè arriva al Parlamento, non è subito discussa in assemblea, ma necessita di un esame da parte di una Commissione che si occupa nello specifico della materia a cui essa fa riferimento (Camera e Senato sono, infatti, organizzati in varie Commissioni, ognuna delle quali si dedica ad uno specifico settore: trasporti, agricoltura, industria e commercio, salute ecc.). La Commissione incaricata dell'esame riferisce all'Assemblea riguardo la proposta dando il proprio parere, suggerendo eventuali modifiche (dette "emendamenti"), presentando quindi una relazione che può essere unica, se i membri sono unanimemente d'accordo, due o più se i loro pareri sono discordanti: si avranno, così, una relazione di maggioranza ed una o più di minoranza.

Quando la Commissione riferisce alla Camera si dice che ha lavorato in "sede referente"; se, invece, autorizzata dall'Assemblea, può votare liberamente, si parla di "sede deliberante". Una proposta di legge può essere approvata o respinta dall'Assemblea o dalla Commissione deliberante ed avremo così le due seguenti situazioni:

1. Se viene respinta deve ripercorrere tutta la procedura; essa ritorna a chi l'ha proposta in modo da, eventualmente, riproporla, dopo averne ristudiato la sua strutturazione.
2. Se viene, in caso contrario, approvata, la proposta non è ancora una vera e propria legge in quanto deve ottenere l'approvazione, nello stesso identico testo, anche dall'altro ramo del Parlamento.

Quando la legge è "passata" da entrambe le Camere, viene inviata al Capo dello Stato per la promulgazione. Se il Presidente, però, trova nella legge delle irregolarità costituzionali, la rinvia alle Camere spiegando attraverso un messaggio i motivi di questo rinvio. Si ripete, dunque, tutto il procedimento legislativo e, nel caso in cui la legge venga nuovamente approvata dalle Camere, il Presidente dovrà sicuramente promulgarla. Una volta apposta la firma del Presidente della Repubblica e la controfirma del Presidente del Consiglio, dei Ministri di competenza ed il visto del Guardasigilli, la legge viene pubblicata sulla Gazzetta Ufficiale, per farla conoscere a tutti i cittadini e le autorità che ne dovranno prendere atto ed osservarla. Normalmente, dopo quindici giorni dalla sua pubblicazione, la legge diventa obbligatoria da osservare in tutto il territorio nazionale. Il Governo

dovrà eseguire la legge e la Magistratura dovrà fare in modo che essa venga rispettata. Dopo la pubblicazione essa può, però, ancora subire due controlli: il primo da parte dei cittadini, l'altro dalla Corte Costituzionale. Nel primo caso 500.000 elettori o 5 Consigli Regionali possono fare richiesta di indire un referendum che riguardi la legge in questione, al quale la collettività dovrà rispondere con un "sì" o un "no". Se, invece, un cittadino pensa che la legge sia in contrasto con la Costituzione, si potrà rivolgere alla Corte Costituzionale che, nel caso vedesse i giusti motivi per farlo, dovrà emettere una sentenza di abrogazione della legge, togliendo ad essa ogni suo valore. La legge è una fonte del diritto oggettivo che si manifesta nella forma solenne voluta dalla Costituzione.

Con il termine "Fonte del diritto" si intendono due concetti: "fonti di produzione" (organi preposti all'emanazione del diritto, come Parlamento, Governo, popolo chiamato al referendum) e "fonti di cognizione" (strumenti attraverso i quali è possibile conoscere il diritto, come legge e regolamento).

Si distinguono poi:

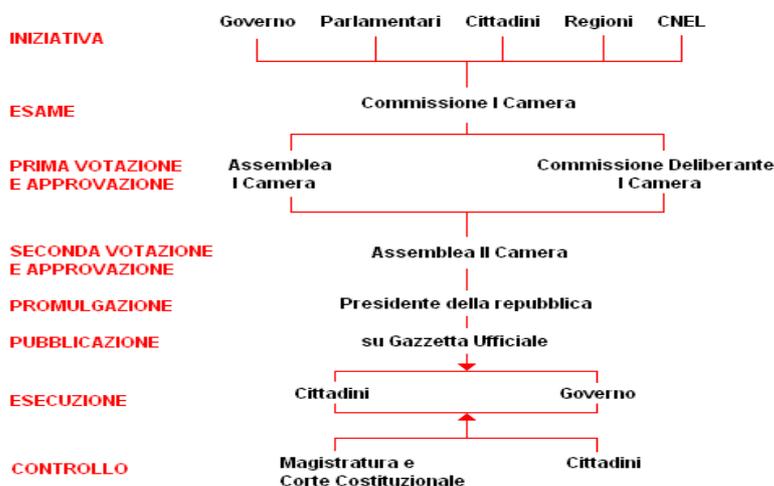
- l'aspetto formale della fonte (legge, regolamento);
- l'aspetto sostanziale (il suo contenuto, la singola disposizione);
- la norma giuridica (la regola che se ne trae, in via di interpretazione e nel contesto dell'ordinamento).

Intesa "in senso formale", la legge ricomprende gli atti posti in essere da organi muniti di potestà legislativa e nell'esercizio di essa. In questo senso, il termine è riferito alla legge dello Stato, emanata dal Parlamento della Repubblica, e dalle Regioni, alle quali la Costituzione ha riconosciuto autonomia normativa in materie specifiche, con valore di legge formale. Intesa "in senso sostanziale" la legge ricomprende anche gli atti emanati da organi diversi dal Parlamento, ai quali l'ordinamento conferisce, in casi particolari, il potere di creare norme giuridiche generali ed astratte aventi non la forma ma la forza della legge. Tali atti vengono dal potere esecutivo e presuppongono una legge formale dalla quale gli organi amministrativi traggono la loro legittimazione.

Essi sono:

- il Decreto legge
- il Decreto legislativo
- il Regolamento.

La Costituzione indica i momenti fondamentali del procedimento formativo di una legge formale che si svolgono come spiegato precedentemente e riassunto nello schema seguente.



Fonte : sito www.galenotech.org

B. I Piani di Sviluppo

La pianificazione del territorio indirizzata alla sostenibilità economica, sociale ed ambientale richiede la valorizzazione ed il corretto uso delle fonti energetiche.

I Piani Energetici hanno origine dall'attenta analisi della struttura energetica di un territorio (nello specifico una Regione, una Provincia, un Comune) e sono uno strumento fondamentale per ottenere una corretta programmazione sul medio - lungo periodo degli interventi da portare a termine per essere in grado di gestire al meglio la domanda e pianificare l'offerta di energia.

1. Il Piano Energetico Nazionale (P.E.N.)

Il Piano Energetico Nazionale è una pianificazione dettagliata e specifica dei fabbisogni energetici di una nazione e si pone come obiettivo quello di soddisfare questi ultimi tenendo dovutamente conto dei fattori economici, sociali ed ambientali.

Naturalmente all'interno di un Piano Energetico Nazionale vengono tenuti in considerazione gli impegni presi da tutte le nazioni del mondo, Italia compresa, per la riduzione dei gas serra ed un costante ricorso alle fonti rinnovabili, come stabilito dalla Conferenza di Kyoto nel 1997.

L'ultimo Piano Energetico Nazionale emanato in Italia è quello del 1988, ma oggi appare fortemente datato in quanto in esso, ad esempio, non si prendono in considerazione le Energie Rinnovabili e sicuramente, nel caso di proposta di un nuovo piano, questo sarebbe un punto fondamentale da tenere in considerazione, individuando eventualmente gli interventi legislativi da attuare per promuovere su tutto il territorio la diffusione di piccoli e medi impianti da fonti rinnovabili. Il P.E.N. approvato nel 1988 rappresenta il documento programmatico di riferimento che fissa alcuni obiettivi primari della politica energetica italiana e cioè:

- l'uso razionale dell'energia;
- la protezione dell'ambiente e della salute dell'uomo;
- la diversificazione delle fonti e delle provenienze geopolitiche;
- la competitività del sistema produttivo;
- lo sviluppo delle risorse nazionali.

La legge italiana prevede che siano le realtà locali (Regione, Provincia e Comune) ad avere l'obbligo di realizzare un bilancio energetico del territorio in esame e quindi a dover redigere un Piano specifico. È del 1991 la legge che a livello locale introduce lo strumento di pianificazione energetica (legge n. 10/91), i cosiddetti Piani Energetici, e detta le norme per un utilizzo corretto e razionale dell'energia, per incrementare il risparmio e per lo sviluppo delle fonti rinnovabili; inoltre fissa i compiti di Regioni e Province autonome in campo di pianificazione e di controllo.

2. Piano Energetico Regionale (P.E.R)

Il Piano Energetico Regionale è lo strumento di pianificazione primaria e di indirizzo fondamentale per le politiche energetiche di una Regione.

Ha un ruolo di grandissima importanza nello sviluppo socio-economico del territorio in esame e per questo motivo è molto stretta la sua connessione con la programmazione economica regionale. La Regione ha il dovere di fissare gli interventi che si ritengono di importanza primaria in fatto di energia e che diano dei validi elementi per cogliere l'opportunità di far crescere il proprio territorio.

Negli ultimi anni il compito delle Regioni in materia di energia è diventato di primo piano grazie ad un progressivo decentramento delle competenze dallo Stato ad esse e con la riforma costituzionale del Titolo Quinto è stato loro assegnato un ruolo nuovo ed attivo, dando la potestà legislativa concorrente su produzione, trasporto e distribuzione nazionale di ogni tipo di energia, lasciando allo Stato il potere legislativo sui principi generali (sicurezza nazionale, concorrenza, interconnessioni delle reti, gestione unificata dei problemi ambientali). Con questo nuovo scenario normativo, le Amministrazioni Regionali hanno avuto, perciò, la possibilità di usare i loro piani energetici come strumenti con cui programmare un progetto di sviluppo dell'intera rete energetica, che fosse in accordo con lo sviluppo socio-economico del proprio territorio. In un P.E.R. sono definite le finalità di politica energetica regionale basandosi sui seguenti punti:

- Per ogni singolo obiettivo strategico si individuano i relativi fini operativi e per ognuno di essi le azioni.
- Si formula, sulla base degli scopi del piano, uno scenario programmato, che concerne la domanda e l'offerta di energia, definibile come scenario desiderato (riferito ad una data futura) che gli operatori del libero mercato devono attuare sulla base degli intenti di politica energetica stabiliti e dei dati regionali calcolati.
- I suddetti operatori dovranno, quindi, tenere conto di interventi diretti all'incremento economico, operati in tutto o in parte dalla Regione, sia considerando incentivi da ottenere con atti normativi volti allo sviluppo di filiere specifiche, sia valutando soglie determinate in relazione agli obiettivi di crescita e maggiore sviluppo delle fonti rinnovabili, rapportandosi naturalmente alle norme comunitarie in materia. Si delinea, dunque, un quadro delle condizioni globali di domanda ed offerta (attuale, spontaneo e programmato) mettendole a confronto.
- Si devono indicare gli investimenti necessari per realizzare impianti ed interventi energetici programmati, calcolati in base alla differenza fra le azioni previste nello scenario programmato e quelle dello scenario di previsione spontanea.
- Per perseguire gli scopi del piano sono previste schede di programmi operativi che riguardano gli adempimenti di diverse direzioni della Regione, specializzate per materia. Esse attuano sia azioni di incentivazione pubblica (quelle da scenario programmato) sia azioni che derivano dagli obiettivi fissati (quelle derivate).
- Si quantifica l'impatto delle scelte pianificatorie relativamente alle emissioni inquinanti e climalteranti che possono essere imputate alle attività energetiche programmate.

Con un Piano Energetico Regionale viene offerto uno scenario della disponibilità energetica della Regione in esame sulle fonti convenzionali e quelle rinnovabili, le infrastrutture energetiche, basandosi su studi svolti da consulenti specializzati. Il P.E.R. contribuisce dunque allo sviluppo di un territorio ed in quanto strumento di programmazione deve avere caratteristiche di:

- Intersettorialità ed interazione con le altre politiche regionali, in particolare con quelle dell'ambiente;
- Sinergia con i piani economici nazionali e comunitari sia in termini finanziari che di prospettive ed indirizzo.

3. Piano Energetico Provinciale (P.E.P.)

Il Piano Energetico Provinciale (P.E.P.) è uno strumento importantissimo ed indispensabile verso la sostenibilità economica, sociale ed ambientale ed è un valido mezzo per stabilire i rapporti fra Energia, Ambiente e Territorio. Esso riveste un ruolo di importanza strategica nella gestione politica

ed economica della vita dei comuni. Si pone come obiettivo l'inquadramento del panorama energetico nell'ottica degli aspetti ambientali, indici della qualità di vita e della sostenibilità. Viene utilizzato da molte province nonostante l'assenza di obbligatorietà, anzi proprio per il suo carattere di volontarietà gode ancora di una certa flessibilità che ben si adatta alle caratteristiche delle diverse realtà locali. Si propone i seguenti scopi:

- sulla base del quadro conoscitivo del territorio in merito ai consumi energetici e alla possibilità di utilizzo delle fonti rinnovabili, definire le scelte di pianificazione e programmazione e centrare gli obiettivi in fatto di sviluppo sostenibile, razionalizzazione energetica ed impiego delle fonti rinnovabili;
- mirare all'aumento dell'efficienza del settore elettrico, alla riduzione dei consumi energetici nel settore dei trasporti e alla diminuzione dei consumi energetici nei settori industriale, abitativo, terziario;
- dare le caratteristiche del territorio provinciale in esame valutando la sua situazione energetica, individuando i settori strategici di intervento in base ai livelli di priorità, quantificando il potenziale risparmio associato agli interventi ed anche considerando il potenziale di sostituzione delle fonti energetiche nei vari settori;
- fare un quadro della situazione energetica della Provincia e dare precise direttive su come agire per incidere sulla domanda e l'offerta di energia.

4. Il Piano Energetico Comunale (P.E.C.)

Il Piano Energetico Comunale è un altro strumento di pianificazione energetica del territorio. La sua stesura è prevista nell'Art. 5 della legge n. 10/91 in cui si legge che "I Piani Regolatori Generali (P.R.G.), e successive modificazioni e integrazioni, dei comuni con popolazione superiore a 50000 abitanti devono prevedere uno specifico piano a livello comunale, relativo all'uso delle fonti rinnovabili di energia". L'obiettivo che esso vuole perseguire è integrare al meglio il fattore "energia" all'interno della pianificazione del territorio comunale, cercando di individuare le scelte che si ritengono più strategiche per migliorare la situazione ambientale della città in questione e promuovendo l'uso razionale delle risorse, nella direzione di uno sviluppo sostenibile. L'iter di attivazione della procedura energetica deve considerare innanzitutto le potenzialità e le risorse disponibili all'interno del Comune e delle Aziende municipalizzate eventualmente presenti, evidenziando eventuali vincoli e/o limitazioni operative (carenza di personale, organizzazione per competenze e non per progetti ecc.), ed individuando le possibili figure e professionalità necessarie sia dentro che fuori l'amministrazione.

In sintesi il P.E.C., che persegue obiettivi di carattere operativo e di reale applicabilità, deve:

- ricostruire la struttura del sistema energetico-ambientale-territoriale (per vettori, per settori, per usi finali, per aree territoriali);
- fornire un quadro il più possibile esauriente dell'evoluzione storica della situazione energetico-ambientale e, se possibile, individuare i possibili scenari di sviluppo urbano (sotto il profilo economico, demografico, territoriale ecc.);
- individuare il potenziale di intervento (sia sul lato di domanda che di offerta utilizzando fonti rinnovabili) e gli strumenti attivabili nei vari campi d'azione;
- definire un conseguente Piano d'azione;
- individuare ostacoli e fattori di successo per l'attuazione di tale piano.

Questo tipo di piano può essere considerato un mezzo di stretto collegamento tra le strategie di pianificazione locale (P.R.G.) e le azioni di sviluppo sostenibile, poiché in esso appare chiara l'intenzione delle amministrazioni locali di favorire l'incremento delle fonti rinnovabili, di sensibilizzare gli utenti ad un uso più razionale dell'energia e di adeguare il Regolamento Edilizio ai principi del consumo razionale e sostenibile delle risorse energetiche. All'interno del P.E.C. bisogna garantire che gli elaborati presenti non restino avulsi dalle strategie di sviluppo urbano e che determinino sinergie continue e rapporti stretti fra energia e città: appare senza dubbio netto il legame con il P.R.G. del comune in esame.

5. L'iter autorizzativo degli impianti alimentati da energia rinnovabile

Premessa: nel momento in cui si decide di investire nella costruzione di un impianto alimentato da fonti rinnovabili, si deve tenere conto, sia a livello di autorizzazioni, che di modalità di gestione degli impianti stessi una volta che essi siano in funzione, della seguente prima fondamentale distinzione:

➤ **Impianti con P < 20KW**

La legge 13 maggio 1999, n. 133 ha decretato l'assenza di imposizione fiscale per gli impianti di potenza nominale non superiore ai 20KW, definiti comunemente "microimpianti". Questo tipo di impianti sono destinati prevalentemente all'autoconsumo. Non vengono considerati officine elettriche, non hanno diritto di vendita sull'energia prodotta e non bisogna, perciò, fare una denuncia all'Ufficio Tecnico di Finanza (UTF).

➤ **Impianti con P > 20KW**

Questi impianti sono in grado di cedere l'energia prodotta, tutta o in parte, per questo vengono considerati officine elettriche e quindi per essi va fatta denuncia all'UTF, con la conseguente imposizione fiscale.

Iter Autorizzativo

Dopo la necessaria premessa, analizziamo quello che è il vero e proprio iter autorizzativo degli impianti alimentati da energia rinnovabile. L'iter per la costruzione e l'esercizio di un impianto di questo tipo è regolato dal D.Lgs. n. 387/03 e, scendendo nel dettaglio, dalla normativa regionale e provinciale. Oggi le Amministrazioni Locali hanno un ruolo fondamentale e determinante in campo energetico, in particolare nella promozione e nella pianificazione della produzione di energia da fonti rinnovabili sul proprio territorio.

Per gli impianti con P < 20 kW risulta sufficiente presentare la DIA (Dichiarazione Inizio Attività) al comune di competenza. Nel caso, però, che il comune si trovi in zone sottoposte a vincolo storico e/o paesaggistico, oltre alla DIA, bisogna presentare anche la Comunicazione alla Soprintendenza ai Beni Culturali e Architettonici.

Per gli impianti con P > 20 kW, l'iter è decisamente più complesso.

L'art. 12 del D.Lgs. n. 387/03 prevede che gli impianti a fonti rinnovabili siano soggetti ad una "autorizzazione unica", rilasciata dall'ente di competenza (Regione o Provincia), che ricomprende dentro sé tutte le autorizzazioni, i permessi ed i nullaosta previsti dalla normativa vigente. Per il rilascio di tale autorizzazione viene infatti convocata una Conferenza dei Servizi (ai sensi delle legge 241/90 e successive modifiche) a cui partecipano tutti i soggetti deputati a rilasciare un qualche tipo di autorizzazione.

Ad oggi non tutte le Regioni hanno formalmente recepito e regolamentato nel dettaglio questa disposizione, ma, con l'unica eccezione delle Regioni a Statuto Speciale e delle Province Autonome, si può dire che tale norma è da ritenersi a tutti gli effetti immediatamente applicativa. Vista la frammentazione delle procedure necessarie e la diversità, sia a livello regionale che provinciale, della normativa esistente, l'elenco seguente non potrà essere esaustivo, ma aiuterà ad inquadrare i documenti da presentare e gli enti da coinvolgere nel procedimento.

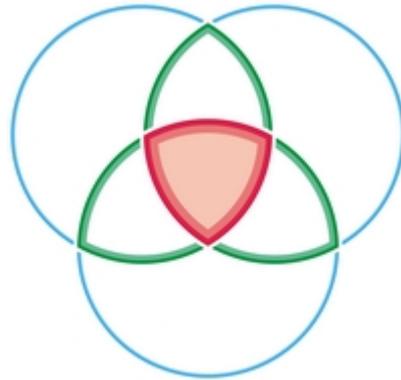
➤ **Iter autorizzativo per impianti con P < 20 kW**

- Denuncia di Inizio Attività (DIA) da presentare al Comune;
- Comunicazione alla Sovrintendenza dei Beni Culturali (solo se in area sottoposta a vincolo);
- Richiesta al gestore di rete locale di installazione di un contatore bidirezionale.

➤ **Iter autorizzativo per impianti con P > 20 kW**

Richiesta di Autorizzazione Unica alla costruzione e all'esercizio dell'impianto alla Regione o alla Provincia competenti, che a sua volta, comprenderà:

- Permesso a costruire
- Valutazione di Impatto Ambientale (se necessaria)
- Autorizzazione paesaggistica
- Parere dell'Ente Parco (se in area protetta)
- Nullaosta delle Autorità Militari
- Svincolo idrogeologico
- Altre autorizzazioni specifiche per il tipo di forza utilizzata (ad es. la concessione di derivazione per gli impianti idroelettrici)
- Domanda di allacciamento al Gestore della Rete di Trasmissione
- Licenza di esercizio di officina elettrica rilasciata dall'UTF
- Richiesta al GRTN di qualifica di Impianto Alimentato da Fonti Rinnovabili (IAFR) (necessario per ottenere i Certificati Verdi)
- Convenzione col Gestore di Rete per la cessione dell'energia
- Convenzioni con privati per l'acquisizione di terreni o di servitù (non obbligatorie).



Capitolo

14

POLITICA E LEGISLAZIONE

Clifford Guest, Tipperary Institute

14. POLITICA E LEGISLAZIONE

14.1 Obiettivi

- Comprendere l'importanza della politica per lo sviluppo dell'energia rinnovabile
- Essere consapevoli della natura della politica energetica europea e italiana
- Essere a conoscenza delle politiche chiave europee ed italiana sull'energia
- Comprendere i principali requisiti giuridici per sviluppare una politica sulle energie rinnovabili nel contesto italiano

14.2 Che cos'è la politica?

La politica è fatta dai rappresentanti eletti e dagli esecutivi ed imposta la struttura e le condizioni per lo sviluppo. È generalmente un processo lento da sviluppare e da modificare. Può essere positivo, negativo o neutrale.

14.3 Politiche rilevanti dell'Unione Europea sulle ER

14.3.1 Una visione generale della politica energetica europea

Nell'Unione europea è la Commissione che determina le politiche in ambito energetico. È l'organo esecutivo che detiene il diritto d'iniziativa nel processo legislativo, ossia ha facoltà di proporre la normativa sulla quale in seguito decideranno il Parlamento europeo ed il Consiglio, e dirige le strategie politiche. La Commissione redige libri verdi, libri bianchi e direttive. Un libro verde è un documento giuridicamente non vincolante che imposta una piattaforma di discussione su aree e argomenti particolari. Un libro bianco della Commissione è un documento che contiene proposte di azione dell'UE. In alcuni casi, essi fanno seguito a un processo di consultazione promosso da un "libro verde".

Una direttiva ha natura più specifica ed è un atto formale del legislatore europeo che deve essere recepito nella legislazione nazionale di ogni Stato membro.

La Direzione Generale per i Trasporti e l'Energia (DG TREN) si occupa della maggioranza delle questioni energetiche. È supportato da altre Direzioni Generali nelle aree chiave di implementazione delle discipline riguardanti il mercato interno e le priorità ambientali.

Le altre Direzioni Generali che hanno un impatto sulle politiche energetiche sono:

- DG per lo Sviluppo Agricolo e Rurale (DG ARD) e
- DG per l'Ambiente (DG ENV).

La politica energetica europea è costruita su tre pilastri tra loro interdipendenti:

- rafforzare la competitività
- proteggere l'ambiente (sostenibilità)
- garantire l'approvvigionamento.

14.3.2 Libro Bianco e Piano d'azione per le fonti di energia rinnovabile (1997)

Questo documento stabiliva la struttura politica base sulla quale si è sviluppato gran parte del lavoro recente sull'energia rinnovabile a livello europeo. Lo scopo centrale del Libro Bianco era raddoppiare la percentuale di energia rinnovabile nel consumo finale di energia dell'UE dal 6% nel 1995 fino al

12% nel 2010, inoltre, prevedeva un piano di azione per la realizzazione di tale obiettivo che comprendeva la "Campagna per il decollo" (Campaign for Take-Off) portata avanti dal 1997 al 2003 (IEA).

I benefici fondamentali derivanti dall'implementazione degli obiettivi del Libro Bianco sono:

- riduzione delle emissioni di CO₂
- sviluppo scientifico ed industriale nel settore dell'alta tecnologia;
- creazione di occupazione;
- svincolo dai costi del carburante;
- aumento nella sicurezza nell'approvvigionamento;
- sviluppo locale, regionale e delle esportazioni.

Tipi di energia	1995	2010
Eolico	2.5 GW	40 GW
Idroelettrico su larga scala	82.5 GW	91 GW
Idroelettrico su piccola scala	9.5 GW	14 GW
FV	0.03 (GW _p)	3 GW _p
Biomassa	44.8 Mtoe	135 Mtoe
Geotermia → Elettricità	0.5 GW	1 GW
Geotermia → Calore	1.3 GW _{th}	5 GW _{th}
Solare termico	6.5 Milioni m ²	100 Milioni m ²
Solare passivo	-	35 Mtoe
Altri	-	1 GW

Tabella 14.1 : Stato e obiettivi del Libro Bianco UE per l'Energia rinnovabile

Le proposte principali contenute nel Libro Bianco includevano: un accesso più equo al mercato dell'elettricità per la fornitura di elettricità rinnovabile (RES); misure fiscali e finanziarie supplementari; nuove iniziative di bio-energia per il trasporto, il riscaldamento e l'elettricità e il miglioramento dei regolamenti edilizi per promuovere le RES come, ad esempio, il riscaldamento e raffreddamento solare.

14.3.3 Il Libro Verde verso una Strategia europea per la Sicurezza dell'Approvvigionamento energetico (2001)

La Commissione europea nel dicembre 2000 ha pubblicato il "Libro Verde verso una Strategia europea per la Sicurezza dell'Approvvigionamento energetico", per la sola consultazione, e più tardi sotto forma di Comunicazione, nella quale ne ha riassunto i risultati (nel 2001). Il Libro ha confermato l'importanza dell'energia rinnovabile per il futuro dell'UE. La sua spinta iniziale risiedeva nella crescente constatazione che l'Unione europea non potesse raggiungere un livello soddisfacente d'indipendenza energetica. Si ammise che, a causa dei cambiamenti climatici e della deregolamentazione del mercato, l'Unione avesse bisogno di una politica energetica nuova e il Libro Verde fu il meccanismo scelto per trattare queste problematiche.

I punti di vista del Libro Verde

- considera impossibile raggiungere l'autosufficienza energetica dell'UE
- valuta un aumento nelle richieste di energia all'interno dell'UE dell'1-2% per anno
- considera le risorse energetiche dell'UE come limitate
- ci sono quantità considerevoli di carbone ma il costo di produzione supera di 4-5 volte

- quello mondiale
- petrolio - 8 anni di riserve.
- gas naturale - 2% di riserve mondiali (20 anni).
- uranio - 2% di riserve mondiali (40 anni).

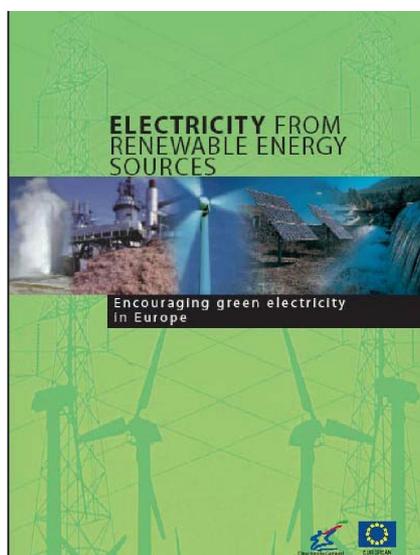
Libro Verde UE - Conclusioni

Il Libro Verde conclude che nessuna alternativa energetica è in grado di soddisfare da sola le necessità dell'Unione, affermando anche che lo spazio di manovra riguardo l'approvvigionamento di energia è ristretto. Esso è il primo Libro dell'UE che ha gestito tutti gli ambiti dell'energia, favorendo l'approvvigionamento da energia rinnovabile senza escludere l'energia nucleare.

14.3.4 La Direttiva UE per l'elettricità da fonti energetiche rinnovabili (2001)

Questa Direttiva, adottata nel 2001, regolava gli obiettivi indicativi per la percentuale di energia rinnovabile nella produzione lorda di elettricità per ogni Stato membro dell'UE entro il 2010. Gli obiettivi principali erano:

- la creazione di una struttura per aumentare la quantità di elettricità verde dal 14 al 22% del consumo lordo di elettricità entro il 2010;
- raddoppiare la quantità di energia rinnovabile dal 6 al 12% del consumo di energia lordo nell'UE entro il 2010;
- l'ulteriore adeguamento agli impegni assunti dall'Unione indicati dal Protocollo di Kyoto.



La Direttiva richiede inoltre agli Stati membri di stabilire gli obiettivi per il consumo futuro delle RES-E; di assicurare un accesso garantito per le RES-E; di emettere garanzie sull'origine delle RES-E; di controllare che il calcolo dei costi per connettere i nuovi produttori siano trasparenti e non discriminatori.

Propone un sistema di supporto di armonizzazione.

La Commissione avrà il compito di monitorare i progressi degli Stati membri nel raggiungimento degli obiettivi. La quantità italiana di elettricità da energia rinnovabile sul consumo lordo nel 1997 era del 16%. L'obiettivo fissato dalla Direttiva per il 2010 è del 22%.

Figura 14.2 : Elettricità da fonti di energia rinnovabili

14.3.5 La Direttiva sui Biocombustibili (2003)

L'obiettivo di questa Direttiva è di contribuire alla riduzione della dipendenza dell'UE dalle importazioni di combustibili per i trasporti, concorrere al raggiungimento del traguardo fissato per l'Unione a Kyoto e soddisfare l'obiettivo di sostituire il 20% di combustibili tradizionali con combustibili alternativi entro il 2020. La Direttiva richiede che la quota di biocombustibili nel mercato europeo dei carburanti per il trasporto sia del 2% entro il 2005 e del 5.75% entro il 2010.

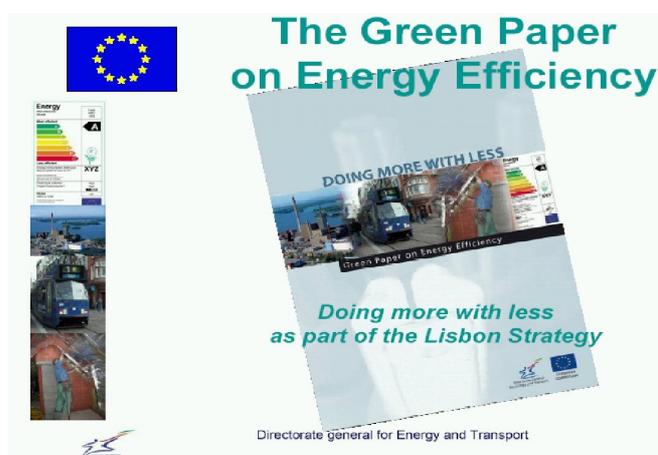
14.3.6 La direttiva UE sullo scambio delle emissioni di gas serra (2003)

Il commercio delle emissioni di gas serra è parte del Protocollo di Kyoto. Nel gennaio 2005 ha iniziato a operare lo “Schema dell’Unione europea per il Commercio delle Emissioni di Gas Serra” (EU ETS) come il più grande schema multilaterale e multi settoriale a livello mondiale di scambio delle emissioni di gas serra. Lo Schema si basa sulla Direttiva 2003/87/CE entrata in vigore il 25 ottobre 2003. Le quote di emissioni scambiate all’interno dello Schema sono contenute in registri elettronici creati dagli Stati membri. Questi registri sono supervisionati da un Amministratore Centrale a livello europeo che per mezzo di un Catalogo indipendente comunitario per la registrazione delle operazioni verifica che non ci siano irregolarità nelle transazioni. Il sistema di registrazione segue gli scambi delle quote nello stesso modo in cui il sistema bancario segue i passaggi di denaro (europa, 2006).

14.3.7 Il Libro Verde sull’efficienza energetica (2005)

Questo Libro Verde fu impostato come un documento di discussione sul modo in cui limitare il crescente uso di energia nell’UE ed arrivare alla sua riduzione del 20% entro il 2020. Esso identificava le opportunità per rafforzare l’efficienza energetica nella UE ed affermava l’esistenza di un potenziale tecnico per ridurre la domanda di energia del 40% attraverso un suo uso razionale.

Figura 14.3 :
Il Libro Verde sull’efficienza energetica



14.3.8 Il Piano d’azione sulle biomasse (2005)

La Commissione nel dicembre 2005 ha adottato questo dettagliato Piano d'azione concepito per accrescere l'uso di energia da selvicoltura, agricoltura e materiali di scarto prevedendo più di 20 azioni, la maggior parte delle quali sono state implementate a partire dal 2006. Il Piano includeva un esame su come migliorare i rendimenti dei combustibili, su come incoraggiare l'uso delle biomasse per il trasporto, il riscaldamento e l'elettricità e, infine, proponeva una campagna informativa sulle colture energetiche diretta agli agricoltori e ai guardaboschi.

14.3.9 Il Libro Verde sulla Strategia europea per un’Energia sostenibile, competitiva e sicura (2006)

Questo Libro Verde è stato concepito per incentivare le proposte su quello che dovrebbe essere fatto per gestire le sfide pratiche e le problematiche del settore dell’energia. Illustra i tre obiettivi principali della politica energetica europea ossia: la sostenibilità; la competitività e la sicurezza dell’approvvigionamento. Inoltre, prevede un numero di proposte concrete per soddisfare questi tre obiettivi:

- la necessità di completare i mercati interni del gas e dell’elettricità;
- la necessità di assicurare che i mercati interni europei garantiscano la sicurezza nell’approvvigionamento e la solidarietà fra gli Stati membri;
- la necessità di un dibattito a livello comunitario sulle diverse fonti d’energia;

- il bisogno di occuparsi dei cambiamenti climatici in maniera compatibile con gli obiettivi di Lisbona;
- la necessità di un piano strategico sulla tecnologia energetica;
- la necessità di una politica estera comune sull'energia.

14.3.10 Conclusioni finali sulla Politica europea

La Politica energetica dell'UE è complessa, particolareggiata e in precedenza non aveva elementi di imposizione. Questa situazione ora sta cambiando con l'emanazione di Direttive giuridicamente vincolanti per gli Stati membri. La Politica energetica dell'UE oggi ha un impatto significativo sull'Italia.

14.4 Politiche italiane rilevanti per il decollo delle ER

14.4.1 Generalità

Le fonti energetiche rinnovabili stanno vivendo una stagione di grande sviluppo a livello mondiale con un peso sempre più rilevante nella bilancia energetica. Gli investimenti nella ricerca e nell'innovazione tecnologica, la diffusione e la sperimentazione in diversi Paesi hanno permesso di realizzare una crescita di potenza e efficienza degli impianti impensabile solo dieci anni fa. L'eolico è oggi la fonte energetica con il maggior tasso di crescita a livello mondiale, con una crescita annua pari al 40%, mentre la superficie di pannelli solari è più che decuplicata in dieci anni. L'Europa sta svolgendo un ruolo di capofila in questo processo, con obiettivi chiari e ambiziosi da parte dell'UE, ma anche risultati straordinari nei Paesi che con più forza hanno creduto e investito nelle nuove fonti energetiche pulite, che hanno visto negli ultimi anni la creazione di decine di migliaia di nuovi posti di lavoro all'interno di un sistema industriale all'avanguardia.

Nelle proiezioni dell'International Energy Agency (IEA) le fonti rinnovabili possono arrivare a soddisfare il 20% della domanda di elettricità mondiale al 2020 e il 50% di energia primaria nel 2050. Il binomio ricerca e sviluppo, la forte spinta industriale e la diffusione hanno consentito di realizzare progressi straordinari, rendendo le tecnologie sempre più competitive, e di aprire una vera e propria nuova fase nella produzione energetica mondiale che porti a sostituire le fonti fossili.

L'Italia è rimasta ai margini di questo scenario che sta aprendo prospettive, pochi anni fa impensabili, rispetto alle fonti energetiche pulite. Considerando la produzione energetica complessiva, le fonti rinnovabili in Italia tra il 1990 e il 2002 sono passate da una quota del 7,7% al 8,7%. Ma in realtà la quota di rinnovabili vere e proprie (escludendo il grande idroelettrico e i rifiuti, sulla cui definizione di "rinnovabilità" si è scagliata contro anche l'UE) è ferma al 4,6%.

L'Italia sta infatti faticando a seguire il passo dello sviluppo mondiale che riguarda proprio le fonti rinnovabili innovative (come il solare e l'eolico), quelle per le quali le prospettive di crescita sono più consistenti e il cui ruolo è oggi più significativo nella direzione di ridurre la dipendenza dal petrolio e le emissioni climalteranti come stabilito dal Protocollo di Kyoto. Senza una chiara inversione di tendenza nelle politiche che riguardano il settore energetico, che punti sul rilancio delle fonti rinnovabili e sulla riduzione dei consumi, sarà impossibile invertire la crescita delle emissioni di CO₂.

Il 16 Febbraio 2005 è una data storica, perché entra definitivamente in vigore il Protocollo di Kyoto, a seguito della ratifica della Russia. Un appuntamento che riguarda tutti i Paesi Europei, ma soprattutto quelli che hanno aumentato le proprie emissioni di CO₂ - come l'Italia con oltre il 9% in più rispetto al 1990, invece di una riduzione del 6,5% - perché nei prossimi anni entreranno in vigore i

meccanismi di verifica e di sanzione nei confronti dei Paesi previsti dal Protocollo con conseguenze che solo in parte sono state comprese e valutate da parte del sistema industriale italiano.

Ma, soprattutto, in assenza di una chiara direzione di marcia i numeri della nostra bilancia energetica parlano chiaro: sarà impossibile raggiungere gli obiettivi stabiliti dall'Unione Europea per il 2010: il 12% di energia prodotta da fonti rinnovabili e il 22% di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili (per l'Italia il 25%). Il nostro Paese continua ad inseguire, con difficoltà, il passo della crescita dei consumi. Per passare dall'attuale 6,6% al traguardo del 12% (energia prodotta da rinnovabili), e dall'attuale 19,4% al traguardo del 25% (produzione di energia elettrica da ER), con gli attuali trend di crescita, non basteranno né il mercato né tanto meno i provvedimenti messi in campo dal governo attraverso il recepimento della Direttiva Europea 2001/77 sulla promozione dell'energia elettrica da fonti rinnovabili. I motivi dei ritardi accumulati dall'Italia nella partita delle energie rinnovabili e nello sviluppo di un sistema energetico sostenibile sono differenti ma profondamente intrecciati. In primo luogo manca una chiara scelta strategica di sviluppo delle fonti rinnovabili, una direzione di politica energetica e industriale, che è la vera differenza tra l'Italia e Paesi come la Germania, la Spagna, la Danimarca.

Le fonti energetiche pulite sono ancora viste, in larga parte del mondo imprenditoriale e politico italiano, come un settore dal ruolo marginale rispetto a quelle che sono le reali esigenze energetiche del Paese. Le priorità che riguardano il settore energetico sono altre, sono 31 le nuove grandi centrali per 19mila MW a fonti fossili già approvate e 76 quelle in corso di approvazione. Non è stato compreso ancora il ruolo che le fonti rinnovabili e una politica energetica che punti sulla riduzione dei consumi e sull'efficienza, possono avere nel realizzare un sistema energetico moderno, pulito, indipendente dall'estero. Per questo continua una situazione di difficoltà, di mancanza di certezze per le imprese del settore nel nostro Paese, con procedure per l'approvazione dei progetti incredibilmente complesse e lunghe sia per gli impianti eolici che per quelli solari, con costi di allaccio ancora altissimi per la generazione distribuita nel territorio, ma anche incertezza per i cittadini e le imprese che vogliono investire, che devono inseguire bandi regionali diversi nei tempi, nei contenuti, nelle forme di cofinanziamento. La conseguenza è che l'eolico cresce a ritmi lentissimi (100MW l'anno) e molte Regioni lo hanno di fatto bloccato, che il solare fotovoltaico in Italia è una realtà sperimentale più che industriale, che persino la tecnologia più semplice e a portata di mano da parte dei cittadini come il solare termico ci vede molto indietro rispetto a Paesi come la Grecia o l'Austria.

Il processo di trasferimento dei poteri in materia energetica alle Regioni ha aumentato ritardi e problemi, aperto nuovi conflitti di competenze e promosso un dibattito che ricalca gli stessi errori di quello nazionale. Con piani regionali che puntano a conseguire l'autonomia energetica rispetto al fabbisogno territoriale e che invece di ragionare di politiche e interventi innovativi di sostituzione delle centrali più inquinanti con fonti rinnovabili e aumento dell'efficienza in uno scenario generale, prevedono decine di progetti di nuove centrali a ciclo combinato.

14.4.2 Problemi principali

Nonostante una forte crescita in settori quali l'eolico terrestre, il biogas e il biodiesel, l'Italia, come già detto, è ancora lontana dagli obiettivi fissati a livello sia nazionale, sia europeo. Sono diversi i fattori che contribuiscono a questa situazione. In primo luogo, si registra una forte componente di incertezza dovuta ai recenti cambiamenti politici e alle ambiguità dell'attuale progetto politico. In secondo luogo, emergono vincoli di carattere amministrativo, quali, ad esempio, le complesse procedure di autorizzazione a livello locale. Terzo, occorre superare barriere finanziarie, quali gli elevati costi di allaccio alla rete di distribuzione elettrica. In Italia, i generatori di elettricità sono soggetti all'obbligo di

produrre una certa quantità di ER. Allo stato attuale, il governo italiano sta elaborando i dettagli di meccanismi di supporto più ambiziosi per lo sviluppo e lo sfruttamento delle energie rinnovabili.

14.4.3 Attuale obiettivo RES nazionale

Secondo la Direttiva UE, l'Italia punta a una quota di ER pari al 25% sul consumo lordo di elettricità entro il 2010. Su scala nazionale, produttori e importatori di elettricità sono obbligati ad erogare ogni anno una determinata quota di elettricità rinnovabile sul mercato. In Italia non esistono obiettivi ufficiali in materia di ER. Per quanto riguarda i biocombustibili, il Decreto Legislativo 30 maggio 2005, n. 128 ha impostato un valore di riferimento dell'1% da raggiungere entro il 2005, inferiore rispetto al valore di riferimento di 2% previsto dalla Direttiva UE. Nessun progresso è stato compiuto verso il raggiungimento dell'obiettivo ER. Se nel 1997 la quota di ER ammontava al 16%, sette anni dopo (nel 2004) è scesa al 15,43%.

I progressi nel campo dei biocombustibili sono altrettanto lenti, con una percentuale dello 0,51% nel 2005, a fronte di un obiettivo dell'1%.

14.4.4 Principali politiche a sostegno

Al fine di promuovere le fonti ER, l'Italia ha adottato i seguenti programmi:

- *Accesso prioritario al sistema di distribuzione dell'energia elettrica* concesso all'elettricità fornita dagli impianti ER e CHP (Combined Heat and Power: cogenerazione).
- *Obbligo per i produttori di elettricità di alimentare gli impianti con una parte predeterminata di ER.* Nel 2006, la percentuale fissata come obiettivo era pari al 3,05%. In caso di inosservanza, sono previste sanzioni, ma l'attuazione pratica è considerata problematica a causa di ambiguità sul piano legislativo.
- *Utilizzo di Certificati verdi scambiabili* (beni commerciabili che attestano l'avvenuta produzione di una certa quantità di elettricità tramite l'impiego di fonti energetiche rinnovabili) per assolvere gli adempimenti in materia ER. Nel 2005, il prezzo di tale certificato si è attestato sui 109 EURO/MWh.
- *È stato istituito un Conto energia per il fotovoltaico.* Si tratta di una tariffa fissa, garantita per 20 anni e soggetta ad adeguamenti annui per tenere conto dell'inflazione.

È in fase di elaborazione una legislazione nazionale in materia sia di ER, sia di biocombustibili. Sono già state istituite sovvenzioni per la produzione di bioetanolo, nonché esenzioni fiscali per la produzione di biodiesel.

Allo stato attuale, non esiste un quadro politico nazionale a sostegno delle fonti ER.

Nell'attesa, alcune amministrazioni regionali e locali hanno introdotto varie misure per promuovere le ER, che hanno assunto la forma di incentivi per il riscaldamento mediante energia termica solare e l'installazione obbligatoria di pannelli solari in edifici nuovi o ristrutturati.

14.4.5 Principali dati statistici in materia di energia rinnovabile

Elettricità da ER: l'elettricità generata da idroelettrico è la principale componente della ER, con un totale di quasi 43 TWh nel 2004, pari all'81% della ER totale. L'elettricità geotermica si classifica al secondo posto, con una quota di oltre il 10% sul totale della ER. L'energia eolica ha fatto registrare una crescita annua media del 48% tra il 1997 e il 2004. La capacità installata per l'eolico è in crescita, con 1.717 MW nel 2005 a fronte dei 1.125 MW nel 2004. La ER da fotovoltaico è piuttosto ridotta

(17 GWh nel 2004), per quanto questa risorsa si stia progressivamente diffondendo (15% di incremento annuo medio tra il 1997 e il 2004).

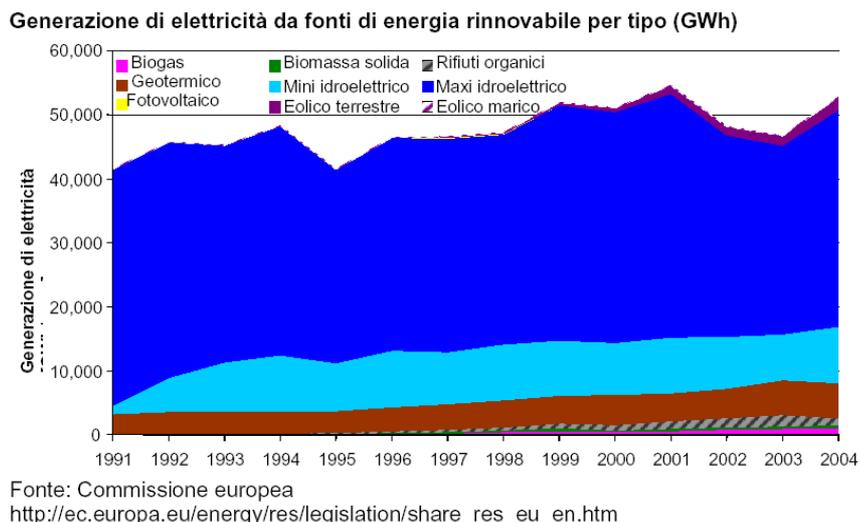


Figura 14.4 : Generazione di elettricità da ER per tipo

Biocombustibili: Il settore italiano del biodiesel ha conosciuto una forte crescita tra il 1997 e il 2005 (non è in corso nessuna produzione di bioetanolo). La crescita media annua è stata del 29%; in cifre assolute, nel 2005 sono state prodotte 353 ktoe. In termini di capacità produttiva, l'Italia ha compiuto un notevole passo avanti, raggiungendo nel 2006 una capacità installata totale pari a 857 ktoe. Si tratta della seconda capacità produttiva di biodiesel nell'Europa dei 25, seconda solo alla Germania.

Riscaldamento e raffreddamento: La biomassa rappresenta l'elemento assolutamente preponderante, con una quota di oltre il 92% in ER. L'energia termica solare ha registrato una crescita rilevante tra il 1997 e il 2004, nonostante il suo apporto sia pressoché trascurabile. Nello stesso periodo, il riscaldamento da energia geotermica è sceso con un tasso medio del 2%.

	Penetrazione 1997 (ktoe)	Penetrazione 2004 (ktoe)	Crescita annua media [%]
Riscaldamento da biomassa ¹	1994	2393	3%
Energia solare termica	7	18	14%
Riscaldamento geotermico, incluse pompe di calore	213	181	-2%

Fonte: Commissione europea http://ec.europa.eu/energy/res/legislation/share_res_eu_en.htm

Ulteriori fonti di informazione

- Per un approfondimento sul tema delle energie rinnovabili :
http://ec.europa.eu/energy/res/index_en.htm
http://ec.europa.eu/energy/intelligent/index_en.html
- Per un approfondimento sull'attuale situazione delle ER negli Stati membri :
http://ec.europa.eu/energy/res/legislation/electricity_member_states_en.htm
http://ec.europa.eu/energy/res/legislation/share_res_eu_en.htm
- Per ulteriori informazioni sulle misure di sostegno :
http://ec.europa.eu/energy/res/legislation/support_electricity_en.htm
- Per maggiori informazioni su un progetto o per contattare l'Agenzia Regionale dell'Energia :
<http://www.managenergy.net/emap/maphome.html>

Riferimenti

Commission for Energy Regulation, 2006. *Arrangements for Micro Generation Consultation Paper* CER/06/190. CER, Dublin.

Council of the European Union, 2007. Brussels European Council 8/9 March 2007 - *Presidency Conclusions*. Council of the European Union. Council of the European Union, Brussels.

Department of Communication, Marine and Natural Resources, (2006a). *REFIT Press Release* issued by DCMNR. www.dcmnr.gov.ie/Press+Releases. DCMNR, Dublin.

Department of Communication, Marine and Natural Resources, (2006b). *Green Paper, Towards a Sustainable Energy Future for Ireland*. DCMNR, Dublin.

Department of Communication, Marine and Natural Resources, (2007a). *Bioenergy Action Plan for Ireland*, Report of the Ministerial Task Force on Bioenergy. DCMNR, Dublin.

Department of Communication, Marine and Natural Resources, (2007b). *Government White Paper, Delivering a Sustainable Energy Future for Ireland, the Energy Policy Framework 2007-2020*. DCMNR, Dublin.

Department of the Environment and Local Government, 2000. *National Climate Change Strategy*. DCMNR, Dublin

Department of the Environment, Heritage and Local Government, 2007. *National Climate Change Strategy 2007-2012* in : www.environ.ie. DoEHLG, Dublin.

Department of Public Enterprise, 1999. *Green Paper on Sustainable Energy*. DoPE, Dublin.

European Commission, 1997. *Energy for the Future: Renewable Sources of Energy - White Paper for a Community Strategy and Action Plan*, COM (97)599 Final. European Commission, Brussels.

European Commission, 2004. *Electricity from Renewable Energy Sources, Encouraging Green Electricity in Europe*. European Commission, Brussels.

- European Communities, 2001. *Green Paper, Towards a European Strategy for the Security of Energy Supply*. Office for Official Publications of the European Communities, Luxembourg.
- European Commission, 2005. *Doing More with Less, Green Paper on Energy Efficiency*. Office for Official Publications of the European Communities, Luxembourg.
- European Commission, 2006a. *Green Paper, a European Strategy for Sustainable, Competitive and Secure Energy*. European Commission, Brussels.
- European Commission, 2006b. State aid N 473/3/2006 - *Ireland, Biofuel Mineral Oil tax Relief Scheme II*. European Commission, Brussels.
- European Communities, 2003a. *Directive 2003/30/EC of the European Parliament and of the Council of 8 May 2003 on the promotion of the use of biofuels or other renewable fuels for transport*. Office for Official Publications of the European Communities, Luxembourg.
- European Communities, 2003b. *Directive 2003/87/EC of the European Parliament and of the Council of 13 October 2003 establishing a scheme for greenhouse gas emission allowance trading within the Community and amending Council Directive 96/61/EC*. Office for Official Publications of the European Communities, Luxembourg.
- McQuade, O. (Editor), 2005. *Energy Ireland Yearbook 2006*. Lagan Consulting, bmf Business Services, Dublin.
- Torjman, S., 2005. *What is Policy?* The Caledon Institute of Social Policy, Canada.

LISTA DI ACRONIMI, ABBREVIAZIONI E FORMULE

AIEL	Associazione Italiana Economisti del Lavoro
ANEV	Associazione Nazionale Energia dal Vento
ACS	Acqua Calda Sanitaria
BTU	British Thermal Unit - Unità Termica Britannica
CDP	Curva di Durata delle Portate
CEN	Comitato Europeo di Normazione
CHP	Combined Heat and Power - Cogenerazione
CIP	Comitato Interministeriale Prezzi
CNEL	Consiglio Nazionale dell'Economia e del Lavoro
CO	Monossido di Carbonio
CO2	Diossido di carbonio
CONOE	Consorzio Obbligatorio Nazionale raccolta e trattamento Oli e grassi animali e vegetali Esausti
COP	Coefficient of Performance
CSTR	Completely Stirred Tank Reactors - Reattori Completamente Miscelati
CV	Certificati Verdi
DA	Digestione Anaerobica
DIA	Dichiarazione di Inizio Attività
DocUP	Documento Unico di Programmazione
ER	Energia Rinnovabile
ESCO	Energy Service Company
ETBE	Etil-t-butil-etero
FEASR	Fondo Europeo Agricolo per lo Sviluppo Rurale
FEP	Fabbisogno di Energia Primaria
FER	Fonti di Energia Rinnovabile
FOP	Frazione Organica Putrescibile
FORSU	Frazione Organica da Rifiuti Urbani Domestici
FV	Fotovoltaico
GAL	Gruppo d'Azione Locale
GPL	Gas di Petrolio Liquefatto
GRTN	Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale
GSE	Gestore Servizi Elettrici
ha	Ettaro
J	Joule
kW	kiloWatt
kWh	Chilowattora
IAFR	Impianto Alimentato da Fonti Rinnovabili
IAR	Direzione Salvaguardia Ambientale
ICT	Information and Communication Technology
IEA	International Energy Agency
ITABIA	Italian Biomass Association - Associazione Italiana Biomassa
LEADER	Liasion Entre Actions pour le Development d'Economie Rural

MA	Materiale Asciutto
MAP	Ministero Attività Produttive
MC	Moisture Content - Contenuto Umido
MTBE	Metil-Ter-Butil-Etere
MO	Materiale Organico
MSE	Ministero dello Sviluppo Economico
NOx	Ossidi di azoto
O & M	Operation and Maintenance - manutenzione
OGM	Organismo Geneticamente Modificato
OVR	Olio Vegetale Recuperato
PAC	Politica Agricola Comune
PCI	Potere Calorifico Inferiore
PCN	Potere Calorifico Netto
PCS	Potere Calorifico Superiore
PEC	Piano Energetico Comunale
PEN	Piano Energetico Nazionale
PEP	Piano Energetico Provinciale
PER	Piano Energetico Regionale
POR	Piano Operativo Regionale
PRG	Piano Regolatore Generale
PSL	Piano di Sviluppo Locale
PSR	Piano di Sviluppo Rurale
RENAEL	Rete Nazionale Agenzie Energetiche Locali
RME	Rape Methyl Ester - Metilestere di colza
RTN	Rete di Trasmissione Nazionale
SEI	Sustainable Energy Ireland
SI	Sistema Internazionale di misura
ST	Solare Termico
Tonn	Tonnellata
Tep	Tonnellata Equivalente di Petrolio
TI	Tipperary Institute
TIR	Tasso Interno di Rendimento
UE	Unione Europea
UNI	Ente Nazionale Italiano di Unificazione
URE	Uso Razionale dell'Energia
UTF	Ufficio Tecnico di Finanza
VAN	Valore Attuale Netto
VIA	Valutazione di Impatto Ambientale

**Publicazione cofinanziata dal PSL del G.A.L. Vastese Inn
nell'ambito del P.I.C. Leader+ Regione Abruzzo 2000-2006**

