

**UNIVERSITA' DEGLI STUDI DI PADOVA**

Dipartimento di Ingegneria Elettrica

Scuola di Dottorato di Ricerca in Ingegneria Industriale

Indirizzo Energetica

Ciclo XXI

**ECONOMIA E REGOLAMENTAZIONE DEGLI INVESTIMENTI  
NELLE FONTI RINNOVABILI IN ITALIA:  
TRA VINCOLI AMBIENTALI E POLITICHE LOCALI**

**Direttore della Scuola:** Prof. PAOLO FRANCESCO BARIANI

**Supervisori:** Prof. ALBERTO MIRANDOLA

Prof. ARTURO LORENZONI

**Dottorando:** LAURA BANO

31 gennaio 2009



*A mio padre*



---

## Indice

<b>SOMMARIO</b> .....	<b>1</b>
<b>EXECUTIVE SUMMARY</b> .....	<b>5</b>
<b>INTRODUZIONE</b> .....	<b>9</b>
<b>PARTE PRIMA: IL CONTESTO INTERNAZIONALE ED ITALIANO</b> .....	<b>15</b>
<b>1. Il quadro di riferimento Europeo</b> .....	<b>15</b>
1.1. <i>Le principali Direttive Europee in campo energetico</i> .....	19
1.1.1. Direttiva 2001/77/CE del Parlamento Europeo e del Consiglio del 27 settembre 2001 sulla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità .....	19
1.1.2. Direttiva 2002/91/CE del Parlamento Europeo e del Consiglio "sul rendimento energetico nell'edilizia" e in particolare sulle prestazioni energetiche degli edifici .....	19
1.1.3. Direttiva 2003/30/EC del Parlamento Europeo e del Consiglio, dell'8 maggio 2003, sulla promozione dell'uso dei biocarburanti o di altri carburanti rinnovabili nei trasporti .....	20
1.1.4. Direttiva 2003/87/CE del Parlamento Europeo e del Consiglio del 13 ottobre 2003 che istituisce un sistema per lo scambio di quote di emissioni dei gas a effetto serra nella Comunità e che modifica la Direttiva 96/61/CE del Consiglio .....	21
1.1.5. Direttiva 2003/96/CE del Consiglio che ristruttura il quadro comunitario per la tassazione dei prodotti energetici e dell'elettricità .....	21
1.1.6. Direttiva 2004/8/CE del Parlamento Europeo e del Consiglio dell'11 febbraio 2004 sulla promozione della cogenerazione basata su una domanda di calore utile nel mercato interno dell'energia e che modifica la Direttiva 92/42/CEE2004/8/EC .....	21
1.1.7. Direttiva 2003/54/CE del Parlamento Europeo e del Consiglio relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica e che abroga la Direttiva 96/92/CE .....	22
1.1.8. Direttiva 2003/55/CE del Parlamento Europeo e del Consiglio del 26 giugno 2003 relativa a norme comuni per il mercato interno del gas naturale e che abroga la Direttiva 98/30/CE .....	22
1.1.9. Direttiva 2006/32/EC del Parlamento Europeo e del Consiglio sull'efficienza degli usi finali dell'energia e i servizi energetici .....	23
1.2. <i>Altri Atti Comunitari di interesse</i> .....	25
1.2.1. Direttiva 2005/89/CE del Parlamento Europeo e del Consiglio del 18 gennaio 2006 concernente misure per la sicurezza dell'approvvigionamento di elettricità e per gli investimenti nelle infrastrutture .....	25
1.2.2. Libro Verde sull'efficienza energetica: fare di più con meno, COM(2005) 265 def., giugno 2005. ....	26
1.2.3. COM 2006/34 def., Comunicazione della Commissione, strategia della UE per i biocarburanti. 26	
1.2.4. Piano d'azione per l'efficienza energetica: concretizzare le potenzialità (COM(2006)545 final) 27	
1.2.5. La politica Europea del 20-20-20 .....	27
1.2.6. Il "Pacchetto Clima" della Commissione Europea del Gennaio 2008.....	28
1.2.7. La proposta di nuova Direttiva Europea su "promozione dell'uso delle fonti rinnovabili di energia" .....	29
1.2.8. Il Protocollo di Kyoto.....	30
<b>2. La Normativa Italiana in campo energetico</b> .....	<b>35</b>
2.1. <i>Riepilogo della legislazione italiana (principale) in campo energetico</i> .....	36
2.2. <i>Lo sviluppo sostenibile: la protezione dell'ambiente nella politica energetica nazionale</i> .....	42
2.3. <i>Il Piano Italiano per l'Efficienza Energetica</i> .....	45
2.4. <i>Il Position Paper del Governo italiano del Settembre 2007 sulle penetrazione delle energie rinnovabili</i> .....	48
2.5. <i>Le leggi regionali sull'energia nel Veneto</i> .....	50
2.6. <i>Ripartizione dei compiti istituzionali in materia energetica degli enti locali</i> .....	53
2.6.1. La riforma Bassanini .....	53
2.6.2. Legislazione concorrente: la riforma del titolo V della Costituzione e la Legge Marzano .....	56
2.6.2.1. La riforma del Titolo V della Costituzione.....	56

2.6.2.2.	La legge Marzano .....	58
2.6.3.	Ripartizione dei compiti istituzionali in materia energetica degli Enti Locali e ruolo della pubblica amministrazione.....	61
2.6.4.	La riforma Bassanini e il ruolo degli Enti Locali nel Veneto .....	68
<b>3.</b>	<b>Liberalizzazione del settore elettrico in Italia e obiettivi ambientali.....</b>	<b>73</b>
3.1.	<i>Il quadro normativo della liberalizzazione del mercato dell'energia in Italia.....</i>	73
3.2.	<i>La liberalizzazione del settore elettrico e le fonti rinnovabili di energia .....</i>	75
<b>4.</b>	<b>Gli obiettivi al 2020 per l'Italia in tema di fonti rinnovabili, efficienza energetica e riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub> in atmosfera .....</b>	<b>77</b>
4.1.	<i>Considerazioni economiche per l'Italia sugli obiettivi al 2020 in tema di fonti rinnovabili ed efficienza energetica.....</i>	78
4.1.1.	Il sostegno alle fonti rinnovabili: quanto costa il nuovo meccanismo dei CV (Legge Finanziaria 2008).....	79
4.1.2.	Il sostegno alle fonti rinnovabili: quale potrebbe essere il meccanismo più efficace/efficiente? ..	80
4.1.3.	La stima degli investimenti necessari e della loro finanziabilità .....	83
4.2.	<i>Gli scenari energetici per l'Italia al 2020: il rischio di spiazzare gli investimenti in essere .....</i>	85
4.3.	<i>Obiettivi 2020 della nuova Direttiva UE e obiettivi regionali 2012.....</i>	91
4.4.	<i>Il quadro politico e produttivo nel Veneto.....</i>	92
4.5.	<i>La situazione dell'Europa e dell'Italia nel raggiungimento degli obiettivi al 2020.....</i>	97
4.6.	<i>Il dibattito in Italia sugli obiettivi al 2020.....</i>	102
4.7.	<i>Gli ostacoli da superare per raggiungere gli obiettivi al 2020 .....</i>	106
<b>5.</b>	<b>Nuovi strumenti per la gestione del settore .....</b>	<b>109</b>
5.1.	<i>I mercati per l'ambiente: scambio dei permessi di emissione (mercato ETS), Certificati Verdi (CV), Titoli Di Efficienza Energetica (TEE).....</i>	109
5.1.1.	Il Protocollo di Kyoto e l'Emission Trading System (ETS): il mercato europeo dei permessi di emissione negoziabili.....	109
5.1.1.1.	Introduzione – L'effetto serra .....	109
5.1.1.2.	Il Protocollo di Kyoto – il quadro normativo .....	110
5.1.1.3.	Il Protocollo di Kyoto – cosa prevede il Protocollo .....	111
5.1.1.4.	I meccanismi flessibili: ruolo dei "Sink" .....	116
5.1.1.5.	Il Piano italiano di riduzione gas serra.....	116
5.2.	<i>La politica energetica della UE - Il risparmio energetico in Europa.....</i>	119
5.3.	<i>Il risparmio energetico in Italia – la normativa italiana.....</i>	120
5.3.1.	I Titoli di Efficienza Energetica (TEE anche conosciuti come Certificati Bianchi).....	124
5.4.	<i>L'incentivazione all'utilizzo delle fonti energetiche rinnovabili per la generazione elettrica in Italia: i Certificati Verdi (CV).....</i>	131
5.5.	<i>La riforma della PAC.....</i>	139
5.6.	<i>I Piani Energetici Comunali.....</i>	139
<b>PARTE II: GLI INVESTIMENTI NELLE FONTI RINNOVABILI DI ENERGIA.....</b>		<b>143</b>
<b>6.</b>	<b>Le tecnologie per la generazione elettrica e termica da FER e per l'efficienza energetica</b>	<b>145</b>
6.1.	<i>Solare Termico .....</i>	146
6.1.1.	Utilizzi del Solare Termico.....	147
6.1.2.	Gli impianti solari per usi termici – i componenti .....	147
6.1.3.	Classificazione sistemi solari in base alla temperatura .....	149
6.1.4.	Classificazione sistemi solari in base alla tipologia.....	150
6.1.5.	Classificazione dei sistemi solari in base alla modalità di circolazione del fluido .....	151
6.1.6.	Aspetti economici e requisiti tecnici.....	152
6.1.7.	Incentivi all'installazione di pannelli solari termici.....	155

6.1.8.	Normativa di riferimento.....	156
6.1.9.	Parametri e valori di riferimento per impianti termici di grandi dimensioni .....	158
6.1.10.	Esempio di impianto solare per utenza familiare.....	161
6.2.	<i>La tecnologia fotovoltaica.....</i>	<i>163</i>
6.2.1.	Quanta energia?.....	163
6.2.2.	La tecnologia fotovoltaica .....	163
6.2.3.	L'impianto fotovoltaico.....	166
6.2.4.	Le tipologie di impianti fotovoltaici.....	167
6.2.5.	Normativa di riferimento.....	168
6.2.6.	Il Conto Energia .....	170
6.2.7.	Esempi di applicazione tecnologia fotovoltaica .....	172
6.3.	<i>Biomasse Ligno-Cellulosiche .....</i>	<i>175</i>
6.3.1.	Definizione di biomassa .....	175
6.3.2.	Il comparto agricolo e gli scarti di potatura.....	176
6.3.3.	I processi di conversione .....	177
6.3.4.	Tipologie di combustibili legnosi e loro forme .....	178
6.3.5.	Forme di utilizzo del legno a fini energetici.....	180
6.3.6.	La combustione del mais .....	181
6.3.7.	Il fabbisogno energetico .....	183
6.3.8.	Valutazioni economiche.....	183
6.3.9.	Prodotti della combustione: polveri fini e ceneri.....	185
6.3.10.	Il teleriscaldamento e la cogenerazione.....	186
6.3.11.	Vendita dell'elettricità alla rete, incentivi in conto capitale e incentivi alla generazione di energia elettrica e termica da biomasse ligno-cellulosiche .....	187
6.3.12.	Normativa di riferimento.....	187
6.3.13.	Norme tecniche per l'impiego del legno come combustibile .....	190
6.3.14.	Esempi applicativi della combustione di biomasse legnose .....	191
6.4.	<i>Biogas.....</i>	<i>194</i>
6.4.1.	Il gas delle discariche .....	194
6.4.2.	Soggetti interessati alla produzione di biogas da reflui zootecnici e scarti agroalimentari .....	196
6.4.3.	I vantaggi connessi alla produzione di biogas .....	196
6.4.4.	Tecniche di digestione anaerobica.....	197
6.4.5.	Gli impianti per la produzione di biogas .....	198
6.4.6.	Stima dell'energia producibile da biogas nella provincia di Padova.....	200
6.4.7.	Utilizzo finale del biogas.....	202
6.4.8.	Normativa di riferimento.....	203
6.4.9.	Esempi applicativi della digestione anaerobica.....	204
6.5.	<i>L'uso dell'olio vegetale grezzo a fini energetici.....</i>	<i>207</i>
6.5.1.	Caratteristiche e requisiti degli oli vegetali .....	207
6.5.2.	Estrazione degli oli vegetali .....	208
6.5.3.	Processi di raffinazione dell'olio grezzo .....	209
6.5.4.	Produzioni nazionali di semi oleaginosi.....	209
6.5.5.	Il mercato internazionale dell'olio di soia .....	211
6.5.6.	L'olio di palma .....	211
6.5.7.	Il biodiesel.....	213
6.5.8.	Impiego energetico dell'olio vegetale .....	214
6.5.9.	Normativa tecnica relativa agli oli vegetali utilizzati come combustibile .....	215
6.5.10.	Considerazioni applicative sulla combustione di oli vegetali.....	216
6.5.11.	Esempio applicativo della combustione di olio vegetale grezzo .....	217
6.6.	<i>Geotermia.....</i>	<i>218</i>
6.6.1.	Applicazioni del calore geotermico.....	219
6.6.2.	Le tecnologie di utilizzo termico del terreno come fonte di calore a temperatura costante.....	222
6.6.3.	Normativa di riferimento.....	226
6.6.4.	Valutazioni economiche ed esempi di applicazione della geotermia per usi termici.....	227
6.7.	<i>Le Tecnologie per l'efficienza energetica.....</i>	<i>230</i>
6.7.1.	Normativa e incentivi .....	240
6.7.2.	Il costo dell'energia conservata.....	243

6.8.	<i>Incentivi alla produzione di energia elettrica e termica da impianti alimentati a FER</i> .....	246
<b>7.</b>	<b>Metodologia di analisi degli investimenti nelle FER</b> .....	<b>255</b>
7.1.	<i>Un confronto con la letteratura recente</i> .....	256
7.2.	<i>La metodologia d'analisi</i> .....	259
7.2.1.	Raccolta dati .....	259
7.2.2.	Parametri economico-finanziari: stima del tasso di sconto e del tasso di remunerazione del capitale investito .....	261
7.2.3.	Calcolo dei costi industriali di produzione .....	262
	<b>PARTE III: APPROFONDIMENTI</b> .....	<b>265</b>
<b>8.</b>	<b>I piani energetici locali: il caso del Comune di Piove di Sacco</b> .....	<b>267</b>
8.1.	<i>Il Piano Energetico del Comune di Piove di Sacco</i> .....	268
8.1.1.	Le azioni intraprese dal Comune di Piove di Sacco per il miglioramento dell'efficienza energetica	269
8.1.1.1.	Le Azioni per il contenimento dei consumi del Comune .....	270
8.1.1.2.	Le Azioni per i consumi dei cittadini e le imprese.....	272
8.1.1.3.	Misure ulteriori .....	273
<b>9.</b>	<b>Il fotovoltaico in Italia</b> .....	<b>276</b>
9.1.	<i>Il Conto Energia</i> .....	276
9.1.1.	Le tariffe incentivanti .....	277
9.1.2.	Maggiorazioni delle tariffe incentivanti.....	279
9.1.3.	Premi per impianti abbinati ad uso efficiente dell'energia .....	280
9.1.4.	Non cumulabilità dell'incentivazione in Conto Energia.....	281
9.1.5.	Valorizzazione dell'energia prodotta dall'impianto .....	282
9.1.5.1.	Autoconsumo dell'energia .....	282
9.1.5.2.	Scambio sul posto .....	282
9.1.5.3.	Cessione in rete.....	283
9.1.6.	Procedura di accesso alle tariffe incentivanti.....	284
9.2.	<i>Le ragioni de Conto Energia e l'ottimizzazione dell'investimento: sviluppo di un modello originale di analisi tecnico-economico-finanziario-fiscale</i> .....	285
9.2.1.	Ipotesi di base .....	286
9.2.2.	Fogli di riferimento.....	290
9.2.3.	Foglio "ipotesi".....	292
9.2.4.	I fogli di calcolo.....	297
9.2.5.	Foglio "risultati" .....	305
<b>10.</b>	<b>Gli investimenti nelle FER: il costo del kWh elettrico generato da FER in Italia</b> .....	<b>307</b>
10.1.	<i>Caratteristiche di costo e tecnico-produttive delle diverse tecnologie</i> .....	308
10.2.	<i>Il costo del kWh generato dalle FER</i> .....	313
10.3.	<i>Il costo dell'elettricità prodotta da fonti rinnovabili in Italia: una stima dei costi delle "inefficienze" del sistema</i> .....	316
10.3.1.	Principali barriere allo sviluppo di progetti rinnovabili.....	318
10.3.2.	Valutazione dei costi delle inefficienze del sistema e delle barriere allo sviluppo de progetti: la riduzione dei costi possibile.....	322
10.3.3.	I sistemi di incentivo alle e-FER in EU: rischio ed efficacia .....	324
10.3.4.	Il caso italiano.....	328
10.3.5.	Rischio e WACC .....	329
10.3.6.	Conclusioni .....	330
<b>11.</b>	<b>La risorsa efficienza energetica: il risparmio energetico nell'edilizia</b> .....	<b>333</b>
11.1.	<i>La normativa sul risparmio energetico nell'edilizia</i> .....	334
11.2.	<i>La normativa internazionale sul risparmio energetico nell'edilizia</i> .....	334
11.3.	<i>La normativa nazionale sul risparmio energetico nell'edilizia</i> .....	335

---

11.3.1.	Decreto legislativo 29 dicembre 2006, n. 311, “Disposizioni integrative al decreto legislativo 19 agosto 2005, n. 192, recante attuazione della Direttiva 2002/91/CE, relativa al rendimento energetico in edilizia” .....	337
11.4.	<i>TEE, CV, ETS, Conto Energia e settore edile</i> .....	339
11.4.1.	Integrazione tra il mercato dei TEE e l’efficienza energetica nell’edilizia.....	339
11.5.	<i>Contributi ed agevolazioni per il risparmio energetico e lo sviluppo delle fonti di energia rinnovabile</i> .....	340
11.6.	<i>La normativa locale</i> .....	341
11.7.	<i>Diagnosi e certificazione energetica</i> .....	342
11.8.	<i>Extra costi e fabbisogno di energia</i> .....	344
11.9.	<i>Il Costo dell’Energia Conservata (CEC)</i> .....	346
11.9.1.	La metodologia di calcolo del Costo dell’Energia Conservata (CEC) .....	346
11.9.2.	Alcuni esempi di calcolo del CEC.....	347
11.10.	<i>Le Energy Service Companies (ESCO.) nel settore dell’edilizia</i> .....	352
11.10.1.	La logica ESCo.....	352
11.10.2.	ESCO - Gli aspetti finanziari e contrattualistici .....	354
11.10.3.	Quantificazione del risparmio conseguibile (concetto di “base-line”) .....	358
11.10.4.	L’ottimizzazione degli incentivi: alcuni interventi possibili per la ESCO .....	360
11.10.4.1.	L’esempio del teleriscaldamento .....	360
11.10.4.2.	Esempio di ritorno dell’investimento per gli interventi di miglioramento dell’efficienza energetica complessiva di un edificio .....	362
11.11.	<i>Creazione di una ESCo operante nel settore dell’edilizia</i> .....	362
<b>CONCLUSIONI</b> .....		<b>371</b>
<b>BIBLIOGRAFIA</b> .....		<b>375</b>
<b>SITI WEB CONSULTATI</b> .....		<b>385</b>



---

## Indice Tabelle

Tabella 1: Principali norme europee sulle fonti energetiche rinnovabili e sul risparmio energetico .....	33
Tabella 2: Principali norme italiane sulle fonti energetiche rinnovabili e sul risparmio energetico .....	39
Tabella 3: Selezione delle principali norme italiane sulle fonti energetiche rinnovabili e sul risparmio energetico .....	41
Tabella 4: Stima del risparmio ottenibile per settore. Fonte [130] .....	47
Tabella 5: Potenziale nazionale di produzione di energia rinnovabile. Fonte [140] .....	49
Tabella 6: Stima del potenziale nazionale di produzione di energia rinnovabile (elettricit�). Fonte [140] .....	49
Tabella 7: Stima del potenziale nazionale di produzione di energia rinnovabile (riscaldamento/raffrescamento, biocombustibili). Fonte [140] .....	49
Tabella 8: Stima degli oneri che dovrebbero sostenere i consumatori elettrici con il sistema di incentivazione in corso di adozione con la legge Finanziaria 2008. Fonte: [121] .....	80
Tabella 9: Stima degli investimenti richiesti dall'attuazione del Position Paper del Governo Italiano di settembre 2007 (fonti: [140] per energia e ore di utilizzo degli impianti, [20] per costi unitari) .....	84
Tabella 10: Numero impianti IAFR e Conto Energia nel Veneto. (Fonte: [jj]) .....	95
Tabella 11: Penetrazione delle fonti rinnovabili in Europa (Fonte: Direttiva 2001/77/CE) .....	97
Tabella 12: Comparazione del costo totale aggiuntivo del sistema energetico (rispetto allo scenario di riferimento) degli scenari energetici di intervento per l'Italia (Fonte [141]) .....	104
Tabella 13: Livello di attivit� dei diversi soggetti coinvolti (Fonte: [11]) .....	128
Tabella 14: Dati riassuntivi relativi alle 48 sessioni di mercato svoltesi tra il 5 giugno 2007 e il 27 maggio 2008 (Fonte: [11]) .....	131
Tabella 15: Quota d'obbligo .....	132
Tabella 16: Certificati Verdi - Coefficienti moltiplicativi (Legge Finanziaria 2008) .....	137
Tabella 17: Certificati Verdi – Tariffa onnicomprensiva (Legge Finanziaria 2008) .....	137
Tabella 18: Principali parametri pannelli solari vetrati piani [t] .....	151
Tabella 19: Dimensionamento di massima impianti solari termici .....	153
Tabella 20: Dimensioni e costi indicativi per impianto solare (nucleo familiare 4 persone) .....	154
Tabella 21: Solare Termico - Normativa di Riferimento .....	157
Tabella 22: Solare Termico - Esempi di norme UNI e CEI .....	158
Tabella 23: Parametri dimensionali approssimativi per gli impianti solari di grandi dimensioni .....	159
Tabella 24: Principali caratteristiche delle celle fotovoltaiche in silicio [z] .....	165
Tabella 25: Le principali normative per il fotovoltaico .....	169
Tabella 26: Filiere bioenergetiche [oo] .....	175

---

Tabella 27: Le principali biomasse ligno-cellulosiche [ww][aaa] .....	176
Tabella 28: Produzione media di scarti di potature nel nord Italia [yy].....	177
Tabella 29: Principali processi di conversione termochimica [x].....	178
Tabella 30: I principali biocombustibili legnosi [p][g].....	179
Tabella 31: Poteri calorifici delle principali biomasse legnose e di alcuni combustibili fossili [p] [13] .....	180
Tabella 32: Tipologie di sistemi di combustione della biomassa legnosa [ww][p][f] .....	181
Tabella 33: Caratteristiche tipiche degli impianti a biocombustibile [aaa].....	183
Tabella 34: Emissioni prodotte da caldaie a gasolio, a gas naturale ed a pellet o cippato (in mg/kWh) [k].....	186
Tabella 35: Le principali normative di riferimento per gli impianti a biomassa ligno-cellulosiche .....	190
Tabella 36: principali norme UNI e EN per impianti di combustione a biomassa. Fonte: [ee] .....	191
Tabella 37: Potenza installata e produzione degli impianti da biogas nel Veneto [10] .....	194
Tabella 38: Principali caratteristiche degli impianti mesofili e termofili.....	198
Tabella 39: Rese del biogas di biomasse di varia provenienza [51] .....	201
Tabella 40: Le principali normative di riferimento per gli impianti a biogas .....	204
Tabella 41: Suddivisione delle piante oleaginose primarie a seconda delle zone terrestri [r].....	207
Tabella 42: Caratteristiche medie dei principali oli vegetali [pp][q] .....	208
Tabella 43: Rese per ettaro di alcune piante oleaginose .....	208
Tabella 44: Coltivazioni di semi oleosi nel territorio della regione Veneto [iii].....	210
Tabella 45: Borsa dei Cereali dell'Associazione granaria di Milano: listino prezzi degli oli di semi vegetali nelle settimane dell'anno 2006 [valori espressi in €/tonnellata] [b] .....	211
Tabella 46: Tipologie di impiego dell'olio vegetale [r].....	215
Tabella 47: Specifiche tecniche dell'olio grezzo di origine vegetale.....	215
Tabella 48: Costi di realizzazione ed efficienze medie di impianti ad olio vegetale per la produzione elettrica. 216	
Tabella 49: Stime dei risparmi energetici conseguibili negli usi finali in diversi settori (al 2020) [27].....	231
Tabella 50: Confronto tra una caldaia tradizionale a gas ed una caldaia a condensazione a gas .....	234
Tabella 51: Prezzi minimi garantiti per l'anno 2006 (delibera 34/05).....	246
Tabella 52: requisiti impianti ammessi al finanziamento .....	252
Tabella 53: Stime di costo dell'energia da fonti rinnovabili dallo studio CESI (2004).....	256
Tabella 54: Stime di costo dell'energia da fonti rinnovabili dallo studio ENEA [70].....	258
Tabella 55: Stime di costo dell'energia da fonti rinnovabili dallo studio Vestas [151].....	258
Tabella 56: Stime di costo dell'energia da fonti rinnovabili dallo studio Vestas [151].....	259

---

Tabella 57: Parametri finanziari .....	262
Tabella 58: Bilancio energetico comunale complessivo per vettore.....	269
Tabella 59: Sintesi delle misure proposte e del loro impatto economico .....	275
Tabella 60: Tariffe incentivanti previste dal conto energia .....	279
Tabella 61: Tariffe di vendita dell'energia fissate dall'AEEG .....	283
Tabella 62: Stima del costo del kWh per varie tecnologie.....	315
Tabella 63: tabella riassuntiva delle ipotesi di stima del costo delle inefficienze di sistema .....	323
Tabella 64: Stima delle riduzioni di costo possibili in assenza delle "inefficienze" di sistema.....	324
Tabella 65: Stima delle riduzioni di costo possibili quando venga eliminato il premio per il rischio .....	330
Tabella 66: Consumi settoriali e potenziali di risparmio in Europa (COM(2006) 545 final, Action Plan for Energy Efficiency: Realising the Potential, 26 ottobre 2006).....	333
Tabella 67: Finanziamento Tramite Terzi – Forme contrattuali più ricorrenti – Shared Saving .....	357
Tabella 68: Finanziamento Tramite Terzi – Forme contrattuali più ricorrenti – First Out.....	358
Tabella 69: Caratteristiche societarie e servizi forniti dalle ESCO .....	363



---

## Indice Figure

Figura 1: Stima Consumo Energetico Finale in Italia, proiezioni al 2020, Caso Base (Fonte [31]).....	87
Figura 2: Consumo interno lordo e produzione primaria di gas in Italia, proiezioni al 2020, Caso Base (Fonte [31]).....	88
Figura 3: Confronto Bilanci Energetici al 2020: Caso Base vs Caso Raggiungimento Obiettivi (Fonte: elaborazione da [31]).....	89
Figura 4: Confronto scenari importazione gas naturale: Caso Base vs Caso Raggiungimento Obiettivi (Fonte: elaborazione da [20]).....	90
Figura 5: La domanda di energia elettrica nel Veneto (Fonte [43]).....	93
Figura 6: L'energia termoelettrica nel Veneto (Fonte [43]).....	93
Figura 7: La produzione idroelettrica nel Veneto (Fonte [43]).....	94
Figura 8: Import netto di energia elettrica nel Veneto (Fonte [43]).....	94
Figura 9: Stato di attuazione dei piani regionali sulla potenza elettrica rinnovabile (Fonte [84]).....	96
Figura 10: Incidenza percentuale della produzione lorda da fonti rinnovabili rispetto al consumo interno lordo nelle regioni italiane, 2006 (Fonte [84]).....	96
Figura 11: Rapporto tra produzione energetica da fonti rinnovabili e produzione energetica totale in Europa nel 2007 (Fonte: [93]).....	98
Figura 12: Consumo finale di energia in Italia (1990-2005). Fonte: [31].....	99
Figura 13: Produzione di elettricità da rinnovabili in Italia (1998-2007). Fonte [93].....	100
Figura 14: Confronto tra la produzione elettrica lorda totale e la produzione rinnovabile in Italia dal 1994 al 2007. Fonte [93].....	101
Figura 15: Rapporto tra la produzione elettrica lorda da fonti rinnovabili e la produzione elettrica totale in Italia negli anni dal 1994 al 2007. Fonte [93].....	101
Figura 16: I segmenti del Carbon Market.....	115
Figura 17: Gli obiettivi di risparmio energetico in Italia.....	121
Figura 18: Obiettivi risparmio energetico per gli anni 2008-2012.....	123
Figura 19: Ripartizione dei risparmi certificati tra i settori di intervento.....	129
Figura 20: Ripartizione percentuale dei risparmi certificati rispetto alle tre metodologie di valutazione previste dalle Linee Guida.....	130
Figura 21: Il processo per giungere alla domanda di CV (www.aper.it).....	135
Figura 22: Il processo per giungere alla stima dell'offerta dei CV (Fonte: APER www.aper.it).....	135
Figura 23: Il mercato del solare termico in Italia (MWth) [bb][bb].....	146
Figura 24: Andamento della potenza di picco generata giornalmente da un impianto fotovoltaico.....	166
Figura 25: Costo del metro cubo di gas equivalente di combustibili per riscaldamento [f].....	184

---

Figura 26: Produzione teorica di biogas da discarica .....	195
Figura 27: Confronto fra le rese nazionali e della regione Veneto per soia, girasole e colza tra il 2001 e il 2006 [iii] .....	210
Figura 28: Prezzi medi mensili dei principali oli vegetali dal 1975 al 2004 (Europa occidentale).....	212
Figura 29: Prezzi medi mensili dei principali oli vegetali a partire da Gennaio 2004 sino a Dicembre 2005 con continuità (Europa occidentale) .....	213
Figura 30: Esempio di sostituzione dei motori delle pompe di un acquedotto .....	237
Figura 31: Questionario inviato ad operatori settore idroelettrico per studio costi generazione elettrica da FER .....	260
Figura 32: Flussi di energia con la rete per un impianto fotovoltaico.....	284
Figura 33: Foglio di riferimento "superficie orizzontale" .....	291
Figura 34: Foglio ipotesi (prima parte).....	295
Figura 35: Foglio ipotesi (seconda parte) .....	296
Figura 36: Foglio conto economico .....	299
Figura 37: Foglio ammortamento .....	300
Figura 38: Foglio finanziamento.....	300
Figura 39: Foglio analisi "di progetto" .....	302
Figura 40: Foglio analisi progetto "finanziato".....	303
Figura 41: Liquidità generata dall'investimento .....	304
Figura 42: tempo di ritorno dell'investimento.....	304
Figura 43: Foglio "risultati" .....	306
Figura 44: Penetrazione normalizzata della produzione elettrica da Fonti Energetiche Rinnovabili (FER) rispetto al target 2010 nei Paesi UE in cui siano disponibili i dati per l'anno 2005. Fonte, CE, 2007. ....	326
Figura 45: Il certificato Casa Clima.....	343
Figura 46: Confronto Extra Costi - fabbisogno di calore.....	345
Figura 47: Rappresentazione schematica semplificata di un contratto ESCO .....	354

---

## SOMMARIO

L'interesse dei legislatori a vari livelli per l'efficienza energetica e l'utilizzo delle fonti rinnovabili di energia (FER) ha subito un'accelerazione significativa negli ultimi anni a seguito di una concomitanza di fattori decisamente significativi:

- L'urgenza di affrontare la non sostenibilità sul piano ambientale del sistema energetico attuale;
- La crescita poderosa del prezzo dei combustibili fossili;
- La minaccia incombente sulla sicurezza degli approvvigionamenti energetici;
- Il desiderio di stimolare l'innovazione in campo tecnologico da parte delle imprese europee, sempre più minacciate nei settori tecnologici tradizionali dalla concorrenza dei paesi emergenti con bassi costi di produzione.

Il permanere di questi fattori critici per l'economia europea e nazionale suggerisce che la direzione intrapresa rimarrà stabile nel lungo periodo. I provvedimenti analizzati contribuiscono quindi a delineare un quadro normativo ormai ben definito nelle sue linee essenziali, anche se molti atti, soprattutto in ambito locale, devono ancora essere promulgati.

La regolazione e lo sviluppo del settore delle fonti rinnovabili in Italia riflettono l'influenza dei processi che oggi incidono sull'evoluzione del settore energetico: assetto istituzionale, liberalizzazione, politiche ambientali, tendenze dei mercati internazionali e accettabilità sociale degli impianti. Si tratta di un ambito del settore energetico per il quale è in corso un'importante riformulazione delle politiche sia in termini di obiettivi sia di strumenti a vari livelli istituzionali: europeo, nazionale e locale.

Alla luce dei fattori elencati sopra, e nell'ottica di promozione dello sviluppo sostenibile a livello locale, sono stati valutati alcuni aspetti relativi agli investimenti nelle fonti rinnovabili di energia e nelle tecnologie per il miglioramento dell'efficienza energetica. In particolare, s'illustrano nel dettaglio le modalità di analisi degli investimenti in impianti per la generazione elettrica da FER e si dà un quadro informativo di base sul costo di alcuni investimenti per il miglioramento dell'efficienza energetica; vengono analizzate le politiche d'incentivazione di tali investimenti e ne viene valutata la fattibilità con la messa a punto di un modello originale di analisi tecnico-economico-finanziario-fiscale.

Il lavoro é suddiviso in tre parti. La prima parte, relativa alla contestualizzazione degli investimenti nell'attuale cornice regolatoria, é composta di cinque capitoli. Nel primo capitolo si offre una panoramica della normativa europea in materia di fonti rinnovabili di energia ed efficienza energetica. Il secondo capitolo illustra nel dettaglio la normativa nazionale e locale nello stesso ambito. In particolare, si focalizza l'attenzione sul decentramento amministrativo in atto nel nostro Paese in materia energetica e sulla ripartizione dei compiti istituzionali in materia energetica degli enti locali nel Veneto. Si analizza quindi, nel terzo capitolo, il legame tra lo sviluppo delle FER in Italia e le opportunità offerte dalla liberalizzazione del mercato elettrico. Il quarto capitolo é dedicato ad approfondire l'impatto economico degli obiettivi che l'Italia, seguendo il dettato europeo, si é posta per il 2020 in tema d'incremento di penetrazione delle fonti rinnovabili di energia nei consumi energetici finali. In tale ambito si fa riferimento al dibattito attualmente in atto nel nostro Paese relativamente ai costi del raggiungimento di tali obiettivi, presentando un approccio critico alle polemiche sollevate in sede di contrattazione a livello europeo. Si analizzano in particolare gli scenari energetici per l'Italia al 2020 e il rischio che il raggiungimento degli obiettivi di penetrazione delle FER possa tradursi in uno spiazzamento degli investimenti in essere nel settore delle fonti fossili tradizionali, in particolare quello del gas naturale. Il capitolo cinque, infine, é dedicato ad approfondire gli strumenti adottati in Italia per la gestione del settore: dai mercati per l'ambiente (Titoli di Efficienza Energetica, Certificati Verdi, Quote di Emissione di CO<sub>2</sub>) ai Piani Energetici Locali.

Nella seconda parte del lavoro si offre una panoramica delle tecnologie per l'utilizzo delle fonti rinnovabili in energia. In particolare, sono state studiate le fonti rinnovabili che potevano trovare applicazione nella Provincia di Padova, e le tecnologie per il miglioramento dell'efficienza energetica. Sono riprodotte delle "schede tecniche" frutto di un lavoro svolto nell'ambito di un progetto promosso dalla CCIAA di Padova e le associazioni di categoria presenti nel territorio, a dimostrazione dell'opportunità e della possibilità di fornire le informazioni corrette per promuovere gli investimenti nel settore. Si descrive inoltre la metodologia utilizzata per la valutazione degli investimenti.

Infine, la terza parte del lavoro é dedicata agli approfondimenti sviluppati nel corso del dottorato:

1. Il Piano Energetico Comunale (PEC) per il Comune di Piove di Sacco, nel capitolo 8;

2. L'analisi dettagliata degli investimenti nel solare fotovoltaico, con lo sviluppo di un modello "proprio" originale di analisi tecnico-economico-finanziario-fiscale, nel capitolo 9;
3. Il costo degli investimenti nelle FER (in termini di costo/kWh) e il costo per il "sistema" Italia considerando il peso/costo delle inefficienze "di sistema", nel capitolo 10;
4. Il Costo dell'Energia Conservata (CEC) grazie agli interventi per il miglioramento dell'efficienza energetica nel settore dell'edilizia, nel capitolo 11;
5. Il caso della creazione di una ESCO edile, nel capitolo 11.



---

## **EXECUTIVE SUMMARY**

The interest of legislators at various levels for the use of renewable energy sources (RES) and the improvement of energy efficiency has accelerated significantly in recent years as a result of a combination of important factors:

- The urgency of addressing the non-sustainability of the current energy system;
- The enormous growth and volatility of the price of fossil fuels;
- The threat to the security of energy supply;
- The desire to foster technological innovation felt by European companies, increasingly under threat in the traditional technological areas from the competition of emerging countries with low production costs.

The persistence of these factors, that are critical for the European and national economies, suggests that the undertaken direction will remain stable in the long term. The measures analyzed contribute to outline a framework now well established in its essentials, although many actions, especially at local level, have yet to be promulgated.

Regulation and development of the renewable energy sector in Italy reflect the influence of processes that today affect the overall energy sector: institutional changes, liberalization, environmental policies, trends in international competition and social acceptability of RES plants development. This is an area of the energy sector where a significant reformulation of policies is underway both in terms of objectives and instruments at various institutional levels, European, national and local.

In the framework listed above, the work has dealt with the policies aimed at the promotion of sustainable development at local level, investments in renewable energy sources and technologies for energy efficiency improvement, with an analysis of some specific actions. In particular, the following issues are discussed:

- The methods for analysing investments in renewable energy plants;
- A tool to evaluate the cost of investments to improve energy efficiency;
- A model to evaluate the economic and financial feasibility of RES investments

The work carried out during the PhD has highlighted how the main barriers to the development of new renewable energy sources lie in the administrative procedures and the lack of proper policies. The work done aims at contributing to the design of good energy and

environmental policies at the local level in Italy. A sound economic and technical background is required to meet the environmental targets given to the European countries and this work tried to consider the problems under an interdisciplinary approach.

The work is divided into three parts. The first part deals with the regulatory framework of RES investment and is composed of five chapters. The first chapter gives an overview of European legislation on renewable energy and energy efficiency. The second chapter describes in detail the national and local legislation for the analyzed sector. In particular, the attention is focused on the administrative decentralization taking place in our country in the energy sector and the distribution of responsibilities related to energy amongst local authorities in the Veneto region. In the third chapter, the link between the development of renewable energy in Italy and the opportunities offered by the liberalization of the electricity market is analyzed. The fourth chapter is dedicated to an in-depth study of the economic impact of the objectives that Italy, following the European dictation, has set for 2020 in terms of increased penetration of renewable energy in final energy consumption. In this context reference is made to the debate currently taking place in our country on the cost of achieving these goals, presenting a critical approach to the controversy raised in the “burden sharing” discussion taking place at European level. In particular, the energy scenarios for Italy in 2020 are analyzed and the risk that the achievement of the penetration of renewable energy could lead to a displacement of investments in the field of traditional fossil fuels, particularly natural gas, is assessed. Chapter five, finally, is dedicated to an analysis of the instruments adopted in Italy for the RES sector development: from the “markets” for the environment (Energy Efficiency Certificates, Tradable Green Certificates, Emission Trading System) to the Local Energy Plans.

The second part of the work gives an overview of the technologies for renewable energy sources. In particular, renewable energies that could be applied in the province of Padua have been studied more in detail together with the technologies to improve energy efficiency. The information package on renewables and energy efficiency technologies, as prepared in the framework of a project sponsored by the Chamber of Commerce of Padova together with various local trade associations, is reproduced. It reflects the desirability and feasibility of providing the correct information to promote investments in the sector. Still in this part of the work the methodology proposed for the valuation of investments is developed and described.

Finally, the third part of the work is dedicated to the in depth analyses carried out during the PhD years:

1. The Energy Plan for the municipality of Piove di Sacco (in the province of Padova). (Chapter 8);
2. A detailed analysis of investments in solar photovoltaic, with the development of an original model for investment analysis covering the technical, economic, financial and fiscal aspects (Chapter 9);
3. The cost of investment in renewable energy (in terms of cost / kWh) and the cost for the society considering the impact of inefficiencies (Chapter 10);
4. The Cost of Energy Saved for energy efficiency improvement investments in the construction sector (Chapter 11);
5. The case of the creation of an Energy Service Company (ESCO) (Chapter 11).



---

## INTRODUZIONE

L'interesse dei legislatori a vari livelli per l'efficienza energetica e l'utilizzo delle fonti rinnovabili di energia (FER) ha subito un'accelerazione negli ultimi anni a seguito di una concomitanza di fattori decisamente significativi:

- l'urgenza di affrontare la non sostenibilità sul piano ambientale del sistema energetico attuale;
- la crescita poderosa del prezzo dei combustibili fossili;
- la minaccia incombente sulla sicurezza degli approvvigionamenti energetici;
- il desiderio di stimolare l'innovazione in campo tecnologico da parte delle imprese europee, sempre più minacciate nei settori tecnologici tradizionali dalla concorrenza dei paesi emergenti con bassi costi di produzione.

Tali fattori, unitamente agli obiettivi internazionali nel campo della sostenibilità ambientale, impongono di orientare gli investimenti del settore energetico verso le fonti energetiche rinnovabili e l'efficienza energetica. Questo cambiamento di rotta degli investimenti nel settore energetico potrebbe rappresentare un'occasione di crescita industriale per il nostro Paese, in particolare per un sistema produttivo caratterizzato da piccole e medie imprese capaci di rispondere alle sfide dell'innovazione internazionale. Il mercato internazionale delle tecnologie per l'utilizzo delle FER mostra tassi di crescita notevolissimi negli ultimi anni, assicurando alle imprese migliori mercati di dimensioni eccezionali. Agli investimenti nel settore delle fonti rinnovabili di energia si associa il cosiddetto "dividendo multiplo":

- coinvolgimento di risorse locali (lavoro, capitali, conoscenze);
- aumento dell'indipendenza energetica;
- riduzione dell'incertezza sui costi futuri dell'energia;
- sviluppo tecnologie nuove;
- ridotto impatto ambientale e sostenibilità nel lungo periodo.

Al fine di contestualizzare lo studio si completa nella prima parte del lavoro un quadro della normativa comunitaria, nazionale e locale relativa all'efficienza energetica e all'utilizzo delle fonti rinnovabili.

A livello europeo, la Direttiva 2001/77/CE stabilisce dei target indicativi a livello Paese per la percentuale di FER sul Consumo Interno Lordo (CIL) di energia elettrica da raggiungere

entro il 2010. Obiettivi molto stringenti in materia di riduzione delle emissioni in atmosfera di CO<sub>2</sub>, incremento dell'efficienza energetica e utilizzo delle fonti rinnovabili sono stati sanciti dal Consiglio Europeo del Marzo 2007 con un pacchetto globale di misure energetiche per realizzare ambiziosi obiettivi sul fronte dei cambiamenti climatici. Infine, è del gennaio 2008 la proposta di Direttiva che stabilisce obiettivi "vincolanti" per la penetrazione delle fonti rinnovabili nel consumo energetico complessivo dei paesi membri dell'UE. La nuova proposta di Direttiva fissa come obiettivo a livello UE una quota del 20% di energie rinnovabili nel 2020.

In materia di utilizzo razionale dell'energia, secondo quanto richiesto a livello europeo dalla Direttiva 2006/32/CE sull'efficienza degli usi finali dell'energia e i servizi energetici, è fissato un obiettivo nazionale indicativo globale di risparmio energetico pari al 9% dei consumi totali entro il nono anno di applicazione della Direttiva stessa, tramite la promozione di misure di miglioramento dell'efficienza energetica, nel rispetto della crescita e della sostenibilità del mercato dei servizi energetici. Concretamente, in Italia, rispetto ai 144 Mtep di consumo finale al 2004, l'impegno richiesto dalla Direttiva si traduce in una riduzione di consumo di circa 13 Mtep, un obiettivo ambizioso, se confrontato con l'attuale programma di riduzione dei consumi a livello Paese, stimolato dal meccanismo dei Titoli di Efficienza Energetica, che punta a ridurre di 2,9 Mtep i consumi nell'arco di 5 anni.

In questo contesto, diventa sempre più urgente tradurre in azioni concrete gli atti normativi che sono stati emanati, sia a livello comunitario sia nazionale, per promuovere più attivamente l'efficienza energetica e l'utilizzo delle FER.

In Italia, il recente processo di decentramento delle funzioni e competenze amministrative, attuato in molti settori dalla riforma Bassanini (Legge 59/97), ha cambiato il coinvolgimento e il ruolo delle Regioni e degli Enti Locali anche in campo energetico. Con la riforma Bassanini gli enti locali territoriali hanno acquistato un'importanza mai avuta prima, in virtù del principio di sussidiarietà. Il D.Lgs. 112/981 assegna alle Regioni e alle Province autonome una funzione strategica nella pianificazione energetica a livello locale dando la possibilità di promulgare leggi in tema di gestione dell'energia. Le competenze amministrative sugli impianti alimentati a fonti rinnovabili sono state affidate interamente agli enti locali, che vengono così ad assumere un ruolo importante nella creazione di un ambiente

---

<sup>1</sup> [Decreto legislativo 31 marzo 1998, n. 112](#): Conferimento di funzioni e compiti amministrativi dello Stato alle regioni ed agli enti locali, in attuazione del capo I della l. 15 marzo 1997, n. 59. (Suppl. ordinario alla Gazz. Uff., 21 aprile, n. 92). Testo coordinato ed aggiornato dal d.l. 7 settembre 2001, n. 343.

fertile per lo sviluppo delle nuove fonti. Alcuni Comuni hanno adottato, o stanno adottando, regolamenti edilizi fortemente orientati alla sostenibilità che miglioreranno, con norme cogenti, la qualità energetica degli edifici. Questa spinta dal basso viene spesso raccolta e amplificata da Province e Regioni. Il nuovo ruolo degli enti locali può quindi essere determinante nella definizione di regole capaci di spingere verso l'efficienza.

Nel caso per esempio di progetti di utilizzo delle fonti rinnovabili, l'attuazione del D.Lgs. 112/98, che conferisce funzioni e compiti amministrativi propri dello Stato agli enti regionali e locali, può rappresentare un'opportunità per le fonti rinnovabili, spostando le decisioni più vicino a chi sarà anche beneficiario degli investimenti, ma anche un ostacolo, quando in ambito locale non siano attivate procedure celeri per il rilascio delle autorizzazioni. Si tratta inoltre di un mondo molto differenziato e caratterizzato talvolta da dimensioni tali da creare difficoltà nell'acquisire le economie di scala nella progettazione sufficienti per non comportare un aumento di costo significativo. Diviene fondamentale quindi interloquire con le amministrazioni locali per sfruttare al meglio le opportunità che possono nascere localmente e per facilitare la definizione di norme coerenti. Il presente lavoro mira proprio ad analizzare lo sviluppo dei progetti relativi all'utilizzo delle fonti rinnovabili di energia e di miglioramento dell'efficienza energetica a livello locale.

Volendo risalire all'origine dei provvedimenti adottati nel nostro Paese per il miglioramento dell'efficienza energetica, la riduzione dei consumi e l'utilizzo delle fonti rinnovabili, la legge 9 gennaio 1991, n.10, assieme alla legge n.9/91, ha rappresentato un'importante novità nel quadro normativo nazionale, prevedendo, all'art. 5, la possibilità/obbligo, per i Comuni al di sopra dei 50.000 abitanti, di realizzare un piano finalizzato all'utilizzo delle fonti rinnovabili di energia e al risparmio energetico. Gli ambiti operativi della legge 10 sono i seguenti:

- uso razionale dell'energia, che tipicamente può essere vista all'interno dei progetti di cogenerazione;
- risparmio energetico, cioè interventi miranti a ridurre il consumo di energia e al miglioramento dell'efficienza energetica degli impianti e degli edifici, in primis quelli pubblici;
- sviluppo delle fonti rinnovabili di energia, con riferimento ai settori solare, eolico, dell'energia idraulica, geotermica, biomasse, ecc...

Di successiva emanazione, la Legge 239/2004 (c.d. legge Marzano) è finalizzata alla riforma e al complessivo riordino del settore dell'energia e modifica il quadro normativo di riferimento delineato dai decreti legislativi di recepimento delle Direttive comunitarie sull'apertura dei mercati (il D.Lgs. n. 79/1999 per l'energia elettrica e il D.Lgs. n. 164/2000 per il gas), secondo alcune linee d'intervento, quali: 1) la ripartizione delle competenze dello Stato e delle Regioni, in relazione alle modifiche introdotte dalla riforma del Titolo V della Costituzione (L. Cost. 18 ottobre 2001, n. 3), con l'indicazione dei principi fondamentali per la legislazione regionale nel settore; 2) il completamento della liberalizzazione dei mercati energetici, al fine di promuovere la concorrenza e ridurre i prezzi; 3) l'incremento dell'efficienza del mercato interno, attraverso procedure di semplificazione e interventi di riorganizzazione del settore; 4) una più incisiva diversificazione delle fonti energetiche, anche a tutela della sicurezza degli approvvigionamenti e dell'ambiente.

In tale ottica, la Legge 239/2004 si pone l'obiettivo di trovare un punto d'equilibrio tra poteri statali e poteri locali, sotto la spinta della necessità della pianificazione e gestione unitaria del sistema, che presenta esigenze di coordinamento sconosciute ad altri settori industriali: la soluzione prevista dal provvedimento, nel quadro di un più generale (ri)assetto dei poteri amministrativi, consiste nell'elaborazione e definizione in capo allo Stato degli obiettivi e delle linee della politica energetica, nonché i criteri generali per la sua attuazione a livello territoriale.

In questo contesto s'inserisce l'esigenza di miglioramento della situazione energetica a livello locale, individuando le misure più efficaci per conseguire una politica di stimolo per il miglioramento dell'efficienza energetica e l'utilizzo delle FER. Tra gli approfondimenti di questo lavoro compare quindi il "Piano Energetico Comunale", con cui viene introdotto un metodo di lavoro che vede il "territorio" e la gestione ottimale delle sue risorse come fonte della razionalità per l'impostazione di una serie di strategie per una politica energetica su scala locale.

Il lavoro è suddiviso in tre parti. La prima parte, relativa alla contestualizzazione degli investimenti nell'attuale cornice regolamentativa, è composta di cinque capitoli.

Nel primo capitolo si offre una panoramica della normativa europea in materia di fonti rinnovabili di energia ed efficienza energetica. Il secondo capitolo illustra nel dettaglio la normativa nazionale e locale nello stesso ambito. In particolare, si focalizza l'attenzione sul decentramento amministrativo in atto nel nostro Paese in materia energetica e sulla ripartizione dei compiti istituzionali in materia energetica degli enti locali nel Veneto. Si

analizza quindi, nel terzo capitolo, il legame tra lo sviluppo delle FER in Italia e le opportunità offerte dalla liberalizzazione del mercato elettrico. Il quarto capitolo è dedicato ad approfondire l'impatto economico degli obiettivi che l'Italia, seguendo il dettato europeo, si è posta per il 2020 in tema d'incremento di penetrazione delle fonti rinnovabili di energia nei consumi energetici finali. In tale ambito si fa riferimento al dibattito attualmente in atto nel nostro Paese relativamente ai costi del raggiungimento di tali obiettivi, presentando un approccio critico alle polemiche sollevate in sede di contrattazione a livello europeo. Si analizzano in particolare gli scenari energetici per l'Italia al 2020 e il rischio che il raggiungimento degli obiettivi di penetrazione delle FER possa tradursi in uno spiazzamento degli investimenti in essere nel settore delle fonti fossili tradizionali, in particolare quello del gas naturale. Il capitolo cinque, infine, è dedicato ad approfondire gli strumenti adottati in Italia per la gestione del settore: dai mercati per l'ambiente (Titoli di Efficienza Energetica, Certificati Verdi, Quote di Emissione di CO<sub>2</sub>) ai Piani Energetici Locali.

Nella seconda parte del lavoro si offre una panoramica delle tecnologie per l'utilizzo delle fonti rinnovabili in energia. In particolare, sono state studiate le fonti rinnovabili che potevano trovare applicazione nella Provincia di Padova, e le tecnologie per il miglioramento dell'efficienza energetica. Sono riprodotte testualmente le "schede tecniche" frutto di un lavoro svolto nell'ambito di un progetto promosso dalla CCIAA di Padova che ha visto coinvolti l'Università di Padova e le associazioni di categoria presenti nel territorio, a dimostrazione dell'opportunità e della possibilità di fornire le informazioni corrette per promuovere gli investimenti nel settore. Si descrive inoltre la metodologia utilizzata per la valutazione degli investimenti.

Infine, la terza parte del lavoro è dedicata agli approfondimenti. S'illustrano nel dettaglio i seguenti argomenti:

1. Il Piano Energetico Comunale (PEC) per il Comune di Piove di Sacco, nel capitolo 8;
2. L'analisi dettagliata degli investimenti nel solare fotovoltaico, con lo sviluppo di un modello "proprio" originale di analisi tecnico-economico-finanziario-fiscale, nel capitolo 9;
3. Il costo degli investimenti nelle FER (in termini di costo/kWh) e il costo per il "sistema" Italia considerando il peso/costo delle inefficienze "di sistema", nel capitolo 10;

4. Il Costo dell'Energia Conservata (CEC) grazie agli interventi per il miglioramento dell'efficienza energetica nel settore dell'edilizia, nel capitolo 11;
5. Il caso della creazione di una ESCO edile, nel capitolo 11.

## **PARTE PRIMA: IL CONTESTO INTERNAZIONALE ED ITALIANO**

*In questa prima parte dello studio, di carattere generale, si fornisce un inquadramento sulla normativa internazionale, nazionale e locale in materia di utilizzo razionale dell'energia, risparmio energetico e sviluppo delle fonti energetiche rinnovabili al fine di contestualizzare gli approfondimenti che si vogliono presentare come fulcro del presente lavoro.*

### **1. IL QUADRO DI RIFERIMENTO EUROPEO**

La necessità di agire nella direzione del risparmio energetico, del miglioramento dell'efficienza energetica e dell'uso delle fonti rinnovabili di energia risponde efficacemente ad alcuni obiettivi di contenimento e riduzione di emissioni inquinanti e climalteranti così come previsto dai numerosi accordi internazionali e comunitari, che hanno visto il nostro Paese tra i principali e più convinti fautori:

- la *Risoluzione di Lussemburgo del 29/10/1990*, in cui l'UE si è posta l'obiettivo della stabilizzazione entro il 2000 delle emissioni di CO<sub>2</sub> ai livelli del 1990;
- la *Convenzione Quadro sui Cambiamenti Climatici (1994)*, che l'Italia ha sottoscritto, insieme con altri 165 Paesi, e recepito con la Legge 15 gennaio 1994, n. 65, e che, tuttavia, anche se entrata in vigore come atto di diritto internazionale, non vincola realmente i Paesi industrializzati a ridurre o contenere le emissioni di CO<sub>2</sub>, ma si limita ad auspicarne la stabilizzazione per prevenire gravi e irreversibili mutamenti climatici.

Tale Convenzione, assieme alla Dichiarazione di Rio e all'Agenda XXI, è stata recepita nel *Piano nazionale per lo sviluppo sostenibile in attuazione dell'Agenda XXI* con Delibera 28/12/1993 da parte del CIPE.

In detto Piano, oltre a richiamare gli obiettivi dell'Agenda XXI, si riprendono gli obiettivi del *Piano Energetico Nazionale (PEN) del 1988*, della *Legge n. 9 del 1991*, della *Legge 10 del 1991* e del provvedimento *CIP 6/92*, il riferimento per il sostegno alle fonti rinnovabili di energia dal 1992 al 2001 e ancora valido per gli impianti con contratti in atto, anche per quanto concerne i criteri di "assimilabilità" alle fonti rinnovabili. Con successiva Delibera del

CIPE del 2 agosto 2002, visto il programma d'azione Agenda 21, è stata approvata la strategia d'azione ambientale per lo sviluppo sostenibile in Italia.

Da allora, sono passati 13 anni, con il manifestarsi sempre più evidente della correlazione tra cambiamenti climatici e inquinamento di origine antropica, si sono susseguiti altri eventi internazionali, che hanno portato all'emanazione di ulteriori atti (protocolli) impegnativi anche per l'Italia. L'UE ha emanato, nell'ambito della propria politica energetica e ambientale, una serie di Direttive finalizzate a promuovere le fonti energetiche rinnovabili e l'efficienza negli usi finali tra cui possiamo ricordare:

- *Direttiva 96/61/CE* in materia di utilizzazione delle migliori tecniche disponibili per la protezione dell'ambiente e l'efficienza energetica ai fini dell'autorizzazione di nuovi impianti e della ri-autorizzazione di quelli esistenti;
- *Direttiva 96/92/CE* che stabiliva le regole comuni per il mercato interno dell'elettricità relativamente a produzione, trasporto e distribuzione (recepita dal Decreto Legislativo del 16/03/1999 n. 79) ;
- *Protocollo finale della Conferenza di Kyoto* del dicembre 1997 per la riduzione concertata dei principali gas responsabili dell'effetto serra (gas-serra), che ha portato alla stesura di successivi documenti tecnici molto complessi, di cui si accenna più avanti;
- *Direttiva 98/30/CE* dell'11 maggio 1998 in materia di distribuzione e vettoriamento del gas naturale;
- *Direttiva 2001/77/CE* del 27/09/01 sulla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità (22% entro il 2010 per l'Unione Europea a 15 ), (recepita con Decreto Legislativo 29 Dicembre 2003, n. 387);
- *Direttiva 2002/91/CE* del Parlamento Europeo e del Consiglio "sul rendimento energetico nell'edilizia" e in particolare sulle prestazioni energetiche degli edifici, che emenda in parte la Direttiva 93/76/CEE del 13 settembre 1993 (COM 2001 – 226 def.);
- *Direttiva 2003/30/CE* del Parlamento Europeo e del Consiglio sulla promozione dell'uso dei biocarburanti o di altri carburanti rinnovabili nei trasporti (5,75% entro il 2010);

- *Direttiva 2003/87/CE* del Parlamento Europeo e del Consiglio del 13 ottobre 2003 che istituisce un sistema per lo scambio di quote di emissioni dei gas a effetto serra nella Comunità e che modifica la Direttiva 96/61/CE del Consiglio;
- *Direttiva 2003/96/CE* del Consiglio che ristruttura il quadro comunitario per la tassazione dei prodotti energetici e dell'elettricità;
- *Direttiva 2004/8/CE* del Parlamento Europeo e del Consiglio sulla promozione della co-generazione in base alla domanda di calore utile nel mercato interno dell'energia e che modifica la Direttiva 92/42/CEE;
- *Direttiva 2004/101/CE* del Parlamento Europeo e del Consiglio recante modifica della Direttiva 2003/87/CE che istituisce un sistema per lo scambio di quote di emissioni di gas a effetto serra nella Comunità, riguardo ai meccanismi di progetto del Protocollo di Kyoto;
- *Direttiva 2003/54/CE* del Parlamento Europeo e del Consiglio del 26 giugno 2003 relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica e che abroga la Direttiva 96/92/CE;
- *Direttiva 2003/55/CE* del Parlamento Europeo e del Consiglio del 26 giugno 2003 relativa a norme comuni per il mercato interno del gas naturale e che abroga la Direttiva 98/30/CE;
- *Direttiva 2006/32/CE* del Parlamento Europeo e del Consiglio concernente l'efficienza degli usi finali dell'energia e i servizi energetici e recante abrogazione della Direttiva 93/76/CEE del Consiglio;
- *Direttiva 2007/74/CE* del Parlamento Europeo e del Consiglio concernente l'efficienza degli usi finali dell'energia e i servizi energetici e recante abrogazione della Direttiva 93/76/CEE del Consiglio;
- *Direttiva 2008/1/CE* del Parlamento Europeo e del Consiglio sulla prevenzione e la riduzione integrate dell'inquinamento;
- *Direttiva 2008/50/CE* del Parlamento Europeo e del Consiglio relativa alla qualità dell'aria ambiente e per un'aria piú pulita in Europa.

Tutte le Direttive europee si caratterizzano per un forte impulso verso la coesistenza e l'armonizzazione tra: riduzione dell'inquinamento, liberalizzazione dei mercati e competitività, che possono e devono coesistere.

Si fornisce di seguito un breve resoconto dei principali ordinamenti stabiliti dalle citate Direttive, con particolare riferimento a quelle di più recente emanazione e di maggiore interesse per lo studio in oggetto. Non vengono tuttavia specificamente trattate le numerose Direttive che promuovono e regolamentano il mercato dei combustibili fossili, di scarso interesse per il presente studio, per dare invece maggiore spazio a quelle sulle fonti rinnovabili, sull'uso razionale di energia e sui sistemi di miglioramento dell'efficienza energetica, in quanto tali temi sono oggetto di approfondimento nell'analisi che segue.

## **1.1. Le principali Direttive Europee in campo energetico**

### **1.1.1. Direttiva 2001/77/CE del Parlamento Europeo e del Consiglio del 27 settembre 2001 sulla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità**

La Direttiva stabilisce che gli Stati membri adottino misure appropriate atte a promuovere l'aumento del consumo di elettricità prodotta da fonti rinnovabili perseguendo degli obiettivi indicativi nazionali rimodulati ogni 2 anni e compatibili con gli impegni nazionali assunti nell'ambito degli impegni sui cambiamenti climatici sottoscritti dalla Comunità ai sensi del protocollo di Kyoto. Si tratta di un punto di partenza importante per lo sviluppo delle fonti rinnovabili di energia per il settore elettrico. L'obiettivo indicativo nazionale per l'Italia è stato fissato al 25% entro il 2010.

Oltre alla fissazione degli obiettivi indicativi nazionali, la Direttiva riguarda i seguenti punti:

- Compatibilità dei regimi di sostegno con il mercato interno dell'elettricità (art.4);
- Garanzia di origine dell'elettricità prodotta da fonti energetiche rinnovabili (art.5);
- Semplificazione delle procedure amministrative (art. 6);
- Questioni attinenti alla rete (accesso alla rete a condizioni trasparenti e non discriminatorie) (art.7).

### **1.1.2. Direttiva 2002/91/CE del Parlamento Europeo e del Consiglio "sul rendimento energetico nell'edilizia" e in particolare sulle prestazioni energetiche degli edifici**

Questa Direttiva, che emenda in parte la Direttiva 93/76/CEE del 13 settembre 1993 (COM 2001 – 226 def.), rappresenta un importante punto di partenza per la formulazione delle politiche di settore in Europa. Essa mira a promuovere innanzitutto misure concrete per la realizzazione di un quadro legislativo preciso per limitare l'aumento della domanda di energia. La proposta comprende quattro elementi principali:

1. l'istituzione di regole generali per un metodo comune di calcolo integrato del rendimento energetico degli edifici;

2. l'applicazione di norme minime sul rendimento energetico agli edifici di nuova costruzione ed agli edifici in ristrutturazione, di grande metratura, quando appartengono ad una certa categoria;
3. l'introduzione di un sistema di certificazione degli edifici di nuova costruzione ed esistenti in base alle norme di cui sopra e l'esposizione negli edifici pubblici o frequentati dal pubblico degli attestati di rendimento energetico, delle temperature raccomandate per gli ambienti interni nonché di altri fattori meteorologici pertinenti;
4. l'ispezione e la valutazione specifica delle caldaie e degli impianti di riscaldamento e raffreddamento, nonché una perizia del complesso degli impianti termici le cui caldaie abbiano più di 15 anni.

Nella parte del lavoro dedicata al risparmio energetico nel settore dell'edilizia (vedi Cap. 11), si fornisce un approfondimento della Direttiva 2002/91/CE e del Decreto 192/2005 (come modificato dal 311/2006) di recepimento della Direttiva stessa.

### **1.1.3. Direttiva 2003/30/EC del Parlamento Europeo e del Consiglio, dell'8 maggio 2003, sulla promozione dell'uso dei biocarburanti o di altri carburanti rinnovabili nei trasporti**

La Direttiva fissa obiettivi indicativi per la sostituzione dei combustibili fossili con i biocarburanti e fornisce un inquadramento giuridico per le misure fiscali ed altri provvedimenti di carattere nazionale destinati alla loro promozione. La Direttiva stabilisce un obiettivo indicativo, in termini di quota di biocarburanti rispetto al totale dei carburanti utilizzati per i trasporti, del 2 % entro il 2005 e del 5,75 % entro il 2010. Gli Stati Membri devono indicare e fissare i propri obiettivi tenendo conto degli obiettivi stabiliti a livello europeo. Gli Stati Membri possono assumere obiettivi nazionali non coerenti con l'impegno comune se motivati da fattori obiettivi quali il limitato potenziale nazionale di produzione di biocarburanti a partire dalla biomassa. Per verificare i progressi compiuti verso il raggiungimento degli obiettivi, la Direttiva impone agli Stati membri di trasmettere una relazione annuale sulle misure di promozione dei biocarburanti adottate e sulla quota rappresentata da questi prodotti sul mercato nazionale. Ogni due anni la Commissione Europea è incaricata di presentare una relazione di valutazione sui progressi compiuti nel raggiungimento degli obiettivi stabiliti.

#### **1.1.4. Direttiva 2003/87/CE del Parlamento Europeo e del Consiglio del 13 ottobre 2003 che istituisce un sistema per lo scambio di quote di emissioni dei gas a effetto serra nella Comunità e che modifica la Direttiva 96/61/CE del Consiglio**

L'Unione Europea, con la decisione del Consiglio del 25 aprile 2002 (2002/358/CE), ha convenuto di adempiere al Protocollo di Kyoto al fine di ridurre le emissioni antropiche dei gas a effetto serra. In tale contesto, la Direttiva 2003/87/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 13 ottobre 2003 che istituisce un sistema per lo scambio di quote di emissioni di gas a effetto serra nella Comunità ha per scopo, tenuto conto dell'impatto sullo sviluppo economico e sull'occupazione, il massimo rispetto degli impegni assunti. Inoltre, il sistema di scambio fornirà agli Stati membri un aiuto per la determinazione della quantità totale di quote di emissioni da assegnare.

#### **1.1.5. Direttiva 2003/96/CE del Consiglio che ristruttura il quadro comunitario per la tassazione dei prodotti energetici e dell'elettricità**

Nel mercato interno dell'energia le distorsioni necessitano di essere rimosse al fine di migliorare l'efficienza. Gli attuali sistemi di tassazione degli Stati Membri sono infatti molto diversi e questo può portare a distorsioni nella concorrenza tra le compagnie a livello europeo. La Direttiva stabilisce un quadro di riferimento per la tassazione dei prodotti energetici al fine di render più omogenea l'incidenza delle tasse, fissando dei livelli minimi relativamente all'impatto ambientale delle diverse fonti. La Direttiva offre la possibilità agli Stati Membri di applicare vantaggi fiscali alle fonti rinnovabili e alla cogenerazione.

#### **1.1.6. Direttiva 2004/8/CE del Parlamento Europeo e del Consiglio dell'11 febbraio 2004 sulla promozione della cogenerazione basata su una domanda di calore utile nel mercato interno dell'energia e che modifica la Direttiva 92/42/CEE/2004/8/EC**

La Commissione Europea sta promuovendo fortemente la crescita della cogenerazione, al fine di migliorare l'efficienza energetica nel settore dell'industria e in quello del commercio. La strategia della Commissione Europea per la cogenerazione prevede che, a livello comunitario, la produzione di elettricità da impianti cogenerativi raddoppi dal 9% del 1994 al 18% del 2010.

La Direttiva è stata recepita nel nostro Paese con il Decreto Legislativo 8 febbraio 2007, n.20 "Attuazione della Direttiva 2004/8/CE sulla promozione della cogenerazione basata su una domanda di calore utile nel mercato interno dell'energia, nonché modifica alla Direttiva 92/42/CEE". E' definita una cogenerazione ad alta efficienza (il risparmio di energia primaria deve superare il 10%) che viene favorita nell'accesso al mercato elettrico come le fonti rinnovabili. La Direttiva sancisce anche la promozione anche degli impianti di "piccola cogenerazione (<1 MWe) e di micro-cogenerazione (<50 kWe), per i quali non è necessario calcolare il risparmio energetico, ma è sufficiente la certificazione del produttore.

#### **1.1.7. Direttiva 2003/54/CE del Parlamento Europeo e del Consiglio relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica e che abroga la Direttiva 96/92/CE**

Con questa Direttiva si definiscono le norme generali comuni per organizzare un mercato unico concorrenziale dell'energia elettrica ed accelerare il processo avviato con la Direttiva 96/92/CE. Gli Stati devono garantire a tutti i consumatori domestici e alle piccole imprese il servizio universale e a tale scopo devono nominare un fornitore di ultima istanza. La costruzione di nuovi impianti può avvenire mediante autorizzazioni (appalto solo se l'offerta di capacità è insufficiente). Per quanto riguarda la concorrenza nella vendita, si stabilisce un'apertura progressiva sulla base di criteri di idoneità (possibilità di cambiare fornitore): dal 1 luglio 2004 tutti - tranne gli utenti domestici - possono cambiare fornitore, dal 1 luglio 2007 tutti i consumatori. L'accesso alla rete deve essere "regolato" ed è stabilita la separazione (almeno legale) del gestore della rete di trasmissione nel caso di imprese verticalmente integrate.

#### **1.1.8. Direttiva 2003/55/CE del Parlamento Europeo e del Consiglio del 26 giugno 2003 relativa a norme comuni per il mercato interno del gas naturale e che abroga la Direttiva 98/30/CE.**

I punti salienti della Direttiva 2003/55/CE, tenendo conto che in Italia talune disposizioni della stessa sono già state attuate dal D.Lgs. 164/2000 e da altre leggi di disciplina del settore energetico, sono i seguenti:

- separazione funzionale e manageriale e non solo societaria dei gestori del sistema di trasporto e distribuzione dalle altre attività della filiera gas naturale nel caso di imprese verticalmente integrate (in Italia la separazione contabile e societaria per le imprese del gas naturale è sancita dall'art. 21 del D.Lgs. 164/2000);

- deroga, a determinate condizioni, alla disciplina dell'accesso regolato di terzi a beneficio delle imprese che investono nella realizzazione di nuove infrastrutture di importazione del gas o potenziamenti significativi delle infrastrutture esistenti;
- apertura del mercato e reciprocità. Gli Stati membri provvedono affinché i clienti idonei siano:
  - a) fino al 1 luglio 2004, i clienti idonei di cui all'articolo 18 della Direttiva 98/30/CE (entro il 31 gennaio di ogni anno, gli Stati membri pubblicano i criteri per la definizione dei suddetti clienti idonei);
  - b) a partire dal 1 luglio 2004, al più tardi, tutti i clienti non civili;
  - c) a partire dal 1 luglio 2007, tutti i clienti.

#### **1.1.9. Direttiva 2006/32/EC del Parlamento Europeo e del Consiglio sull'efficienza degli usi finali dell'energia e i servizi energetici.**

La Direttiva è volta a colmare l'attuale vuoto nella normalizzazione dei mercati dell'energia liberalizzati, dove l'aumento dell'efficienza energetica sul lato della domanda, specialmente della piccola e media industria e delle famiglie, non è oggetto di promozione legislativa, mentre le analisi tecniche mostrano come vi sia un elevato potenziale di risparmio con la diffusione delle pratiche di uso razionale dell'energia sul lato della domanda ("aumento dell'efficienza degli usi finali dell'energia"). La Direttiva proposta intende creare un "quadro per la promozione del mercato sia nei servizi energetici, sia nelle misure di efficienza" per i clienti finali.

La Direttiva risponde quindi alla necessità, nell'ambito della Comunità Europea, di migliorare l'efficienza degli usi finali dell'energia, controllarne la domanda e promuoverne la produzione da fonti rinnovabili, con l'obiettivo di diminuire il consumo di energia primaria, delle emissioni di anidride carbonica (più del 78% di gas ad effetto serra derivano da attività umane svolte nel settore energetico) e aiutare a ridurre la dipendenza dalle importazioni, con l'intento di apportare, grazie all'orientamento favorevole nei confronti di tecnologie più efficienti sotto il profilo energetico, un impulso all'innovazione e alla competitività della Comunità stessa.

Lo scopo della Direttiva è rafforzare il miglioramento dell'efficienza degli usi finali dell'energia sotto il profilo costi/benefici negli Stati Membri:

- fornendo gli obiettivi indicativi, i meccanismi, gli incentivi e il quadro istituzionale, finanziario e giuridico necessari ad eliminare le barriere che sul mercato ostacolano un efficiente uso finale dell'energia;
- creando condizioni di sviluppo e promozione di un mercato dei servizi energetici.

La Direttiva stabilisce l'obiettivo nazionale globale di risparmio energetico pari al 9% entro il nono anno di applicazione della Direttiva stessa tramite la promozione di misure di miglioramento dell'efficienza energetica che garantiscano la crescita costante e la sostenibilità del mercato dei servizi nell'ambito dell'energia. Gli Stati Membri devono presentare tre Piani di Azione per l'Efficienza Energetica (PAEE) da trasmettere alla Commissione Europea entro il 30 giugno 2007 (e successivamente nel 2011 e 2014).

La Direttiva 2006/32/CE risulta di particolare importanza di uno degli approfondimenti di questo studio, relativamente ai PEC, in quanto, in linea con le Direttive 2003/54/CE e 2003/55/CE, che prevedono la possibilità di far leva sull'efficienza energetica e gestione della domanda come strumenti alternativi alla creazione di nuove capacità e come mezzo di tutela ambientale, si prefigge di promuovere ulteriormente l'offerta ed incentivare maggiormente la domanda di servizi energetici avvalendosi del settore pubblico come figura rappresentativa nel perseguire l'efficienza energetica. Gli enti pubblici dovrebbero infatti essere incoraggiati a integrare le considerazioni relative all'uso più efficace dell'energia nei loro investimenti, ammortamenti fiscali e bilanci di funzionamento, sforzandosi inoltre di applicare criteri di efficienza energetica in ogni procedura di aggiudicazione degli appalti, avviare progetti pilota e favorire un comportamento dei lavoratori valido sotto tale profilo.

Punto focale della Direttiva è quindi il ruolo primario svolto dal settore pubblico: gli Stati membri assicurano infatti che tali enti, a livello nazionale, regionale e/o locale, prendano una o più misure (legislative e/o accordi volontari) di miglioramento dell'efficienza energetica privilegiando quelle che sotto il profilo costi/benefici generano il maggior risparmio energetico nel minor tempo possibile.

Si assicura nel settore pubblico il rispetto di almeno due misure tra (Allegato VI):

- obbligo di ricorrere agli strumenti finanziari per i risparmi energetici, compresi contratti di rendimento energetico;
- obbligo di acquistare attrezzature e veicoli sulla base di elenchi di specifiche di efficienza energetica elaborati dalle autorità o dalle agenzie avvalendosi, all'occorrenza, di metodi per garantire un buon rapporto costo/efficacia;

- obbligo di acquistare attrezzature con ridotto consumo energetico in tutte le modalità avvalendosi, all'occorrenza, di metodi per garantire un buon rapporto costo/efficacia;
- obbligo di sostituire o adeguare le attrezzature e i veicoli esistenti con attrezzature ad elevata efficienza e ridotto consumo energetico;
- obbligo di utilizzare diagnosi energetiche e di attuare le risultanti raccomandazioni;
- obbligo di acquistare o di dare in affitto edifici o parti di questi a basso consumo energetico o di sostituire o adeguare quelli acquistati o presi in affitto.

Inoltre gli Stati Membri agevolano tale processo pubblicando orientamenti in materia di efficienza e risparmio energetici quale possibile criterio di valutazione in sede di aggiudicazione di appalti pubblici, favorendo lo scambio delle migliori prassi tra gli enti sia a livello nazionale che internazionale.

## ***1.2. Altri Atti Comunitari di interesse***

Sebbene le istituzioni europee esercitino una grande influenza nel settore dell'energia, la politica energetica dell'Unione Europea non dispone di una base giuridica riconosciuta nei Trattati dell'Unione.

Nonostante ciò, gli obiettivi verso cui dovranno convergere le politiche comunitaria e nazionale sono stati identificati in alcuni atti comunitari, tra cui quelli di maggiore interesse sono:

### **1.2.1. Direttiva 2005/89/CE del Parlamento Europeo e del Consiglio del 18 gennaio 2006 concernente misure per la sicurezza dell'approvvigionamento di elettricità e per gli investimenti nelle infrastrutture**

La Direttiva stabilisce misure intese a salvaguardare la sicurezza dell'approvvigionamento di energia elettrica, onde garantire il buon funzionamento del mercato interno dell'elettricità e a) un adeguato livello di capacità di generazione; b) un adeguato equilibrio tra approvvigionamento e domanda; e c) un appropriato livello di interconnessione tra Stati membri per lo sviluppo del mercato interno. La Direttiva detta un quadro di regole all'interno del quale gli Stati membri definiscono politiche trasparenti, stabili e non discriminatorie in materia di sicurezza dell'approvvigionamento di energia elettrica, compatibili con le esigenze di un mercato interno concorrenziale dell'elettricità.

### **1.2.2. Libro Verde sull'efficienza energetica: fare di più con meno, COM(2005) 265 def., giugno 2005**

Il Libro Verde è un punto di partenza per un ampio dibattito, al termine del quale, nel 2006, la Commissione presenterà un piano d'azione con una serie di misure realizzative. Tre sono gli obiettivi fissati per il mercato energetico europeo: aumentare la sicurezza negli approvvigionamenti, assicurare la competitività e promuovere la sostenibilità ambientale con i target di aumentare la quote delle energie rinnovabili al 15% entro il 2015 ( e quella dei biocarburanti all'8%), e di risparmiare il 20% di energia in più entro il 2020. Il Libro Verde mira ad individuare le strozzature (ad esempio la mancanza di stimoli adeguati e di informazioni o l'indisponibilità di idonei meccanismi di finanziamento) che attualmente impediscono di realizzare miglioramenti di efficienza energetica e intende individuare le opzioni che permettano di eliminare tali ostacoli, proponendo una serie di azioni-chiave. È molto importante che il Libro Verde porti il più rapidamente possibile ad azioni concrete. Per questo motivo la Commissione ritiene necessario redigere nel 2006, ultimata la consultazione, un Piano d'azione concreto, che illustrerà le specifiche azioni da intraprendere a livello europeo e nazionale e sarà corredato delle necessarie analisi costi-benefici.

### **1.2.3. COM 2006/34 def., Comunicazione della Commissione, strategia della UE per i biocarburanti**

Secondo le stime disponibili, all'interno dell'UE i trasporti sono responsabili del 21% di tutte le emissioni di gas serra che contribuiscono al surriscaldamento del pianeta, e la cifra è in aumento. Per realizzare gli obiettivi di sostenibilità, in particolare la riduzione delle emissioni di gas serra approvata nell'ambito del protocollo di Kyoto, e per garantire l'approvvigionamento energetico per il futuro, la Commissione ritiene fondamentale trovare soluzioni per diminuire le emissioni del settore. La Comunicazione illustra ora una strategia dell'UE per i biocarburanti con tre finalità precise:

- promuovere maggiormente i biocarburanti nell'UE e nei paesi in via di sviluppo e garantire che la loro produzione e il loro utilizzo siano in generale compatibili con l'ambiente e che possano dare un contributo alla realizzazione degli obiettivi di Lisbona tenendo conto delle considerazioni relative alla competitività;
- avviare i preparativi per un utilizzo su vasta scala dei biocarburanti migliorandone la competitività in termini di costi attraverso l'ottimizzazione della coltivazione di materie prime dedicate, la ricerca sui biocarburanti "di seconda generazione" e il sostegno alla

diffusione sul mercato, incrementando la scala dei progetti di dimostrazione ed eliminando gli ostacoli di carattere non tecnico;

- esaminare le opportunità che si aprono per i paesi in via di sviluppo – compresi quelli interessati dalla riforma del regime UE dello zucchero – grazie alla produzione di materie prime per biocarburanti e di biocarburanti e definire il ruolo che l’UE potrebbe svolgere nell’incentivare lo sviluppo di una produzione sostenibile di biocarburanti.

#### **1.2.4. Piano d’azione per l’efficienza energetica: concretizzare le potenzialità (COM(2006)545 final)**

Un concreto, fondamentale passo verso la promozione del risparmio di energia è stato compiuto nell’ottobre del 2006 con l’approvazione del Piano d’azione per l’efficienza energetica. Il documento, dal titolo “Realising the potential”<sup>2</sup>, ha fatto seguito all’invito espresso dai capi di Stato e di Governo in occasione del Consiglio Europeo della primavera di quest’anno a predisporre con urgenza una strategia realistica in materia di efficienza energetica. Il piano d’azione, la cui attuazione è prevista nell’arco dei prossimi sei anni, prevede un’ampia rosa di iniziative e di provvedimenti considerati prioritari. Tra questi figurano interventi per aumentare l’efficienza energetica di elettrodomestici, edifici, trasporti e impianti di produzione di energia. Vengono inoltre proposte nuove e più rigorose norme di efficienza energetica (ad esempio, l’introduzione di livelli minimi obbligatori di rendimento energetico), vengono incentivati alcuni servizi energetici e presentati meccanismi specifici di finanziamento a favore di prodotti più efficienti. La Commissione istituirà inoltre un Patto tra i sindaci delle 20-30 città europee maggiormente all’avanguardia in questo campo e proporrà un accordo internazionale sull’efficienza energetica. Nel complesso, il piano presenta oltre 75 provvedimenti.

#### **1.2.5. La politica Europea del 20-20-20**

Nelle conclusioni del Consiglio Europeo del 9 marzo 2007 sono stati individuati nuovi obiettivi di politica energetica e ambientale da raggiungere nel 2020, tra i quali:

- una penetrazione del 20% delle fonti rinnovabili sul consumo di energia primaria (incluso un 10% di biocarburanti);
- una riduzione del 20% del consumo di energia primaria rispetto al trend attuale;

---

<sup>2</sup> “Action plan for Energy Efficiency: realising the potential” COM (2006) 545 final{SEC(2006)1173}, {SEC(2006)1174}, {SEC(2006)1175}

- una riduzione del 20% delle emissioni di gas serra rispetto al 1990 [49].

Il documento di riferimento per la ridefinizione del quadro normativo europeo in materia di energie rinnovabili è costituito dalla Comunicazione della Commissione “Tabella di marcia per le energie rinnovabili nel 21° secolo: costruire un futuro più sostenibile” COM (2006) 848 del 10/1/2007. Il documento fa anche il punto dello stato di attuazione della Direttiva 2001/77/CE che prevedeva un obiettivo indicativo europeo del 22%, divenuto 21% a seguito dell’ingresso di 10 nuovi Stati Membri nel 2004. La Comunicazione, stima che, in base alle tendenze attuali l’UE potrà effettivamente conseguire nel 2010 un quota del 19% di generazione rinnovabile sul consumo interno lordo. La comunicazione prospetta come possibile obiettivo globale a livello europeo per il 2020, da codificare nella nuova Direttiva, il 34% del consumo totale di elettricità coperto tramite produzione da fonti rinnovabili.

Sebbene tali obiettivi si riferiscano ai valori medi per l’Europa (tranne quello sui biocarburanti) e debbano essere ripartiti tra i paesi membri, è ragionevole pensare a impegni per il nostro Paese coerenti con il potenziale accessibile e con la strategia europea. Gli obiettivi 20 – 20 – 20 del 9 marzo sono un 20<sup>4</sup>, tenendo conto della responsabilizzazione delle 20 regioni italiane.

### **1.2.6. Il “Pacchetto Clima” della Commissione Europea del Gennaio 2008**

Nel gennaio 2008 la Commissione Europea, in risposta alla decisione del Consiglio Europeo dell’8-9 marzo 2007 illustrata sopra (si veda paragrafo 1.2.5), ha presentato un pacchetto legislativo avente tra l’altro l’obiettivo di rafforzare la sostenibilità ambientale dell’economia europea. Il pacchetto, conosciuto come “*Pacchetto Clima*”, contiene tre importanti novità.

In particolare:

1. fissa due obiettivi da raggiungere nel 2020 nell’UE 27: ridurre le emissioni di gas ad effetto serra del 20% rispetto al livello del 1990 e sviluppare energie rinnovabili fino a coprire il 20% dei consumi finali di energia. La riduzione di gas serra è verificata rispetto alle emissioni registrate nel 2005 e generate sia dalle attività che già partecipano al mercato dei certificati di emissione (c.d. settore ETS) sia da quelle ora escluse, ma che entreranno nel nuovo meccanismo dal 2013. Nel periodo 2013-2020 le prime dovranno ridurre le emissioni del 20% e le seconde del 10%, per un ammontare complessivo di riduzione del 14% rispetto al livello 2005;

2. differenzia gli obiettivi tra gli Stati Membri (SM) applicando un criterio di equità nella ripartizione dell'obiettivo globale a favore dei paesi con minore reddito pro-capite e/o minor rapporto potenzialità/risultati già ottenuti nel caso delle rinnovabili (c.d. *burden sharing*). Sono fissati obiettivi nazionali di riduzione delle emissioni del settore non ETS e di quota rinnovabile sul consumo di energia. Per l'Italia gli obiettivi sono rispettivamente il 13% e il 17%;
3. individua soluzioni che favoriscono la flessibilità e l'operatività dei mercati di domanda e di offerta di tecnologie e servizi energetici a basso contenuto di carbonio. I meccanismi di mercato creano le condizioni per un'efficiente allocazione dei costi e la valorizzazione dei benefici economici e sociali. I prezzi si formano nei mercati dei certificati di emissione (il mercato della CO<sub>2</sub>) e nel mercato del commercio di energia rinnovabile (c.d. Garanzia di Origine - GO). Gli SM meno virtuosi nel conseguire i due target con investimenti diretti potranno far fronte ai propri impegni acquistando i permessi di emissione o di energia rinnovabile dagli Stati che ne genereranno in eccesso [35].

### **1.2.7. La proposta di nuova Direttiva Europea su “promozione dell'uso delle fonti rinnovabili di energia”**

Sempre nel gennaio 2008 la Commissione Europea ha proposto una Direttiva sulle FER con obiettivi nazionali legalmente vincolanti per ciascuno degli Stati Membri. I settori coinvolti nelle rinnovabili sono: elettricità, riscaldamento, raffrescamento e trasporti.

La Proposta di Direttiva del Parlamento Europeo e del Consiglio sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili {COM(2008) 30 definitivo}, {SEC(2008) 57}, {SEC(2008)} prevede la formulazione di nuovi obiettivi nazionali vincolanti di sviluppo dell'uso delle fonti rinnovabili, formulati in termini di percentuale del consumo finale totale di tutti gli usi energetici, in modo da assicurare il raggiungimento dell'obiettivo europeo. La proposta attribuisce quindi agli Stati membri, tramite uno specifico “Piano d'azione”, il compito di ripartire tra le modalità di consumo dell'energia gli obiettivi tra consumi elettrici, termici e nel trasporto, che possano assicurare il raggiungimento dell'obiettivo nazionale vincolante di copertura da fonti rinnovabili che verrà fissato nella Direttiva.

Va ricordato che l'applicazione delle suddette Direttive e la promozione degli interventi sull'efficienza energetica (Com 2006/545 final) sono tra l'altro la pre-condizione per il raggiungimento degli obiettivi di riduzione dei gas climalteranti, la cui urgenza è stata

recentemente sottolineata anche da parte degli esperti dell'IPCC (Parigi, febbraio 2007, presentazione del quarto rapporto) e da importanti governi europei, come il governo inglese, che si è posto obiettivi di riduzione delle emissioni fino al 60% al 2060.

A seguito delle importanti decisioni prese a livello europeo, l'Italia ha emanato i seguenti documenti, meglio descritti di seguito:

- Piano italiano per l'efficienza energetica (ottobre 2006) (par. 2.3);
- Position Paper del Governo italiano sulla penetrazione delle FER (Settembre 2007) (2.4).

### **1.2.8. Il Protocollo di Kyoto**

Infine, il documento di livello internazionale più impegnativo per l'Italia (anche dal punto di vista economico) è il Protocollo di Kyoto, sottoscritto dall'Italia, per la riduzione dei 6 gas ritenuti maggiormente responsabili dell'effetto serra (CO<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub>, N<sub>2</sub>O, HFC, PFC, SF<sub>6</sub>), che prevede un forte impegno di tutta la Comunità Europea nella riduzione delle emissioni di gas serra (-8% nel 2010 rispetto ai livelli del 1990). L'accordo prevede entro il 2010 la riduzione dell'8-14% del riscaldamento globale rispetto al tasso attuale tendenziale.

Il Protocollo, in particolare, individua le seguenti azioni da realizzarsi da parte dei Paesi Industrializzati:

- incentivazione all'aumento dell'efficienza energetica in tutti i settori;
- sviluppo delle fonti rinnovabili per la produzione di energia e delle tecnologie innovative per la riduzione delle emissioni;
- incremento delle superfici forestali per permettere la diminuzione del CO<sub>2</sub> atmosferico;
- riduzione delle emissioni metanogene degli allevamenti e promozione dell'agricoltura sostenibile;
- limitazione e riduzione delle emissioni di metano dalle discariche di rifiuti e dagli altri settori energetici;
- misure fiscali appropriate per disincentivare le emissioni di gas serra.

Il Protocollo di Kyoto prevede inoltre, per i Paesi firmatari, l'obbligo di compilare inventari nazionali certificati delle emissioni nette di gas serra e, da parte sua, l'Italia si è formalmente attrezzata con:

- il programma nazionale per l'energia rinnovabile da biomasse (24 giugno 1998);

- l'istituzione della Commissione per lo sviluppo sostenibile;
- l'istituzione del gruppo di lavoro interministeriale (DPCM 20/03/1998) per l'attuazione coordinata e secondo il criterio della massima efficienza ambientale ed economica dei programmi previsti dal CIPE con delibera del 3 dicembre 1997 (in preparazione alla Conferenza di Kyoto);
- le linee guida per le politiche e misure nazionali di riduzione delle emissioni di gas serra (Deliberazione 137/98 del CIPE);
- la Delibera CIPE 123/2002 Revisione delle linee guida per le politiche e misure nazionali di riduzione delle emissioni dei gas serra (legge n. 120/2002) ;
- il Libro Bianco del Ministero dell'Industria (predisposto sulla base del Libro Verde elaborato dall'ENEA nell'ambito del processo organizzativo della Conferenza Nazionale Energia e Ambiente) per la valorizzazione energetica delle Fonti Rinnovabili (aprile 1999), che dà corso ed attuazione, a livello nazionale, al Libro Bianco comunitario;
- Il Piano Nazionale di Assegnazione delle quote di emissioni (PNA).

Il PNA è uno strumento previsto dalla Direttiva 2003/87/CE sul controllo e il commercio delle emissioni di gas serra, per mettere ogni Paese dell'Unione Europea nelle condizioni di attuare le indicazioni contenute nel Protocollo di Kyoto per fronteggiare il riscaldamento globale. Introduce il principio che i grandi impianti operanti nel settore dell'energia e dell'industria siano vincolati a permessi annuali di emissioni il cui ammontare viene definito dal Piano. E' il primo strumento di controllo effettivo sulle emissioni, che dovrebbe garantire il raggiungimento degli obiettivi nazionali determinati dal Protocollo di Kyoto. Le imprese che dovessero superare il tetto delle emissioni autorizzate per i loro impianti saranno soggette a sanzioni o potranno acquistare permessi aggiuntivi da imprese che a fine anno ne avranno una scorta in eccedenza relative ad emissioni autorizzate ma non effettuate. Il 22 luglio 2004 è stata pubblicata e notificata alla Commissione Europea la versione finale del piano nazionale italiano di assegnazione (PNA) delle quote di CO<sub>2</sub>. Il PNA fissa per ogni settore, regolato dalla Direttiva Europea sull'emission trading (Direttiva 2003/87/EC del 13 ottobre 2003), la quantità annua di quote di CO<sub>2</sub> che saranno assegnate agli impianti assoggettati per il primo periodo del sistema (2005-2007).

Il DLgs 4 aprile 2006, n. 216, pubblicato il 19 giugno scorso ed entrato in vigore il giorno successivo, reca l'attuazione della Direttiva 2003/87/CE - come modificata dalla successiva

2004/101/CE - nel nostro ordinamento sostituendo la - parziale - disciplina dettata dal DL 273/2004 (ora abrogato) e stabilisce campo di applicazione, disciplina e procedure da seguire per lo scambio delle quote di emissioni gas-serra. Sarà un nuovo "Comitato di gestione e attuazione della Direttiva 2003/87/CE" istituito presso il Ministero dell'Ambiente a "gestire" il sistema nazionale di scambio delle quote in maniera tale da renderlo compatibile con l'Emission Trading comunitario.

Il recepimento arriva dopo la condanna della Corte di Giustizia Ue (sentenza 18 maggio 2006) per il mancato recepimento della Direttiva 2003/87/CE, il cui termine ultimo era fissato al 31 dicembre 2003.

Si indicano in Tabella 1 le principali norme europee sulle fonti energetiche rinnovabili e sul risparmio energetico.

<b>Documento</b>	<b>Argomento</b>
<i>Direttiva 96/61/CE</i> (modificata da 2003/87/CE)	Protezione ambiente, efficienza energetica
<i>Direttiva 96/92/CE</i> (abrogata da 2003/54/CE) [DLgs 16/03/1999 n. 79]	Mercato Elettrico
<i>Direttiva 98/30/CE</i> (abrogata da 2003/55/CE)	Gas naturale
<i>Libro bianco 1999</i> Delibera CIPE n.126 del 06/08/1999	
<i>Direttiva 2001/77/CE</i>	Promozione energia elettrica da FER
<i>Direttiva 2002/91/CE</i>	Rendimento energetico in edilizia
<i>Direttiva 2003/30/CE</i>	Biocarburanti per trasporti
<i>Direttiva 2003/54/CE</i> (abrogata da 96/92/CE)	Mercato elettrico
<i>Direttiva 2003/55/CE</i> (abrogata da 98/30/CE)	Gas naturale
<i>Direttiva 2003/87/CE</i> [D.Lgs. 04/04/2006 n.216]	Scambio quote CO <sub>2</sub>
<i>Direttiva 2003/96/CE</i>	Tassazione prodotti energetici
<i>Direttiva 2004/8/CE</i>	Cogenerazione
<i>Direttiva 2004/101/CE</i> (Modifica 2003/87/CE) [DI 273/2004 – abrogato] [D.Lgs. 04/04/2006 n. 216] [Direttiva 2007/74/CE]	Scambio quote CO <sub>2</sub>
<i>Direttiva 2005/32/CE</i>	Sulla progettazione ecocompatibile dei prodotti che consumano energia (forse non ci interessa direttamente)
<i>Direttiva 2005/89/CE</i>	Sicurezza approvvigionamento elettricità
<i>COM(2005) 265</i>	Libro verde sull'efficienza energetica
<i>Direttiva 2006/12/CE del 05/04/2006</i>	Relativa ai rifiuti (cita solo la possibilità di utilizzo dei rifiuti come fonte di energia – Art.3 . lettera b) ii)
<i>Direttiva 2006/32/CE</i> (abrogata da 93/76/CEE)	Efficienza usi finali energia e servizi energetici
<i>COM(2006) 34</i>	Biocarburanti
<i>COM(2006) 545</i>	Efficienza energetica
<i>COM(2006) 848 del 10/01/2007</i>	Tabella di marcia per le energie rinnovabili nel 21° secolo (definizione obiettivi 20-20-20)
<i>COM(2007) 1 del 10/01/2007</i>	Una politica energetica per l'Europa
<i>Direttiva 2007/74/CE del 21/12/2006</i> (applicazione 2004/8/CE)	Che fissa valori di riferimento armonizzati per la produzione separata di elettricità e di calore in applicazione della Direttiva 2004/8/CE
<i>Direttiva 2008/1/CE del 15/01/2008</i>	Sulla prevenzione e la riduzione integrate dell'inquinamento
<i>Direttiva 2008/50/CE del 21/05/2008</i>	Relativa alla qualità dell'aria ambiente e per un'aria più pulita in Europa

**Tabella 1: Principali norme europee sulle fonti energetiche rinnovabili e sul risparmio energetico**



## **2. LA NORMATIVA ITALIANA IN CAMPO ENERGETICO**

All'interno di questo quadro internazionale si colloca la normativa energetica nazionale e regionale, che si è tradotta in numerosi atti legislativi, risalenti alle prime "crisi energetiche". Questa nutrita attività legislativa ha dato i suoi frutti solo parzialmente, tuttavia anche i più datati tra i provvedimenti contengono spunti molto interessanti ed attuali.

Il principale documento di politica energetica nazionale, cui fare riferimento, ed in cui si definiscono obiettivi e priorità della politica energetica in Italia, è il Piano Energetico Nazionale. L'ultimo aggiornamento, approvato dal Consiglio dei Ministri nell'agosto del 1988, pur rimanendo valido nell'individuazione di obiettivi prioritari (competitività del sistema produttivo, diversificazione delle fonti e delle provenienze geopolitiche, sviluppo delle risorse nazionali, protezione dell'ambiente e della salute dell'uomo e risparmio energetico) è un documento ormai datato, anche perché si riferisce ad un quadro istituzionale e di mercato che nel frattempo ha subito notevoli mutamenti, anche per effetto della crescente importanza e influenza di una comune politica energetica a livello europeo.

Come punto di partenza della politica energetica e della creazione del Mercato Interno dell'Energia, la Commissione Europea, infatti, pone la liberalizzazione dei mercati energetici, l'introduzione della concorrenza, in particolare nel settore dell'energia elettrica e del gas, la promozione dell'utilizzo delle energie rinnovabili, ma soprattutto la realizzazione di un sistema di reti energetiche integrato ed adeguato non solo all'interno degli Stati membri, ma anche tra l'Europa e le principali aree terze fornitrici di energia.

Alla base di questo processo l'Italia ha recepito la Direttiva Europea sul mercato interno dell'elettricità del 19 dicembre 1996 e la Direttiva Europea sul mercato interno del gas, del dicembre 1998, rispettivamente con il Decreto Legislativo 16 marzo 1999, n. 79 e con il Decreto Legislativo 23 maggio 2000, n. 164.

Accanto alla sicurezza degli approvvigionamenti, uno dei principali obiettivi della politica energetica europea è il raggiungimento di uno sviluppo sostenibile, attraverso la riduzione delle emissioni di gas a effetto serra al livello del 1990 tra il 2008 ed il 2012.

Il processo di decentramento delle funzioni e competenze amministrative, attuato in molti settori dalla legge 59/97 (riforma Bassanini, D.Lgs 112/98 di attuazione della legge 59/97), ha cambiato il coinvolgimento e il ruolo delle Regioni e degli Enti Locali anche in campo energetico.

La riforma del Titolo V della Costituzione<sup>3</sup>, ha posto il tema dell'energia nell'ambito della competenza concorrente Stato-Regioni disciplinando le materie di legislazione concorrente. La c.d. legge "Marzano"<sup>4</sup>, infine, è finalizzata alla riforma ed al complessivo riordino del settore dell'energia, secondo alcune linee di intervento, tra cui la ripartizione delle competenze dello Stato e delle Regioni, in relazione alle modifiche introdotte dalla riforma del Titolo V della Costituzione con l'indicazione dei principi fondamentali per la legislazione regionale nel settore.

## **2.1. Riepilogo della legislazione italiana (principale) in campo energetico**

Si indicano in Tabella 2 le principali norme sulle fonti energetiche rinnovabili e sul risparmio energetico derivanti dall'applicazione del Piano Energetico Nazionale, dalle Leggi 9/91 e 10/91, dall'aggiornamento del D.P.R. 412/93 con il D.P.R. 551/99, dai "Libri Bianchi" sullo sviluppo delle fonti energetiche rinnovabili nell'Unione Europea e in Italia e dai Decreti Legislativi 79/99 e 164/2000.

L. 9 del 9.1.91 - Norme per l'attuazione del nuovo piano energetico nazionale: aspetti istituzionali, centrali idroelettriche ed elettrodotti, idrocarburi e geotermia, autoproduzione e disposizioni fiscali
L. 10 del 9.1.91 - Norme per l'attuazione del nuovo piano energetico nazionale in materia di uso razionale dell'energia, di risparmio energetico e di sviluppo delle fonti rinnovabili di energia. Questa legge regola in generale l'uso razionale dell'energia, anticipando, per l'epoca, le linee della Direttiva Europea, ma purtroppo in parte inapplicata per la mancanza di molti dei regolamenti attuativi. Con particolare riferimento al settore dell'edilizia, si richiamano: il Titolo II, artt. Da 25 a 37, recante "Norme per il contenimento del consumo di energia negli edifici"), confluito, poi, nel capo VI della parte II del T.U. edilizia (D.P.R. 380/2001), negli artt. Da 122 a 135 e i regolamenti attuativi del titolo II: D.P.R. 412/19932, così come modificato dal D.P.R. 551/1999 "Norme per la progettazione, l'installazione, l'esercizio e la manutenzione degli impianti termici degli edifici ai fini del contenimento dei consumi di energia, in attuazione dell'art. 4, comma 4, della legge 10/1991)"
D.M. 15 febbraio 1992, - Agevolazioni fiscali per il contenimento dei consumi energetici negli edifici
Provvedimento CIP 6/92 - Prezzi di cessione dell'energia elettrica e modalità di accesso alla agevolazioni

<sup>3</sup> Legge costituzionale 18 ottobre 2001, n. 3, "Modifiche al Titolo V della Costituzione", GU n. 248 del 24 Ottobre 2001

<sup>4</sup> Legge 23 Agosto 2004, n. 239, "Riordino del settore energetico, nonché delega al Governo per il riassetto delle disposizioni vigenti in materia di energia", GU n. 215 del 13 Settembre 2004.

D.P.R. 246/1993 - Regolamento di attuazione della Direttiva 89/106/CEE relativa ai prodotti di costruzione
D.P.R. 26 agosto 1993, n. 412 - Regolamento recante norme per la progettazione, l'installazione, l'esercizio e la manutenzione degli impianti termici degli edifici
D.M. 13.12.93 - Approvazione dei modelli tipo per la compilazione della relazione tecnica di cui all'art. 28 della legge 9 gennaio 1991 n.10.
Circolare Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato 13 dicembre 1993, n. 231/F - Articolo 28 della legge n. 10/1991: Relazione tecnica sul rispetto delle prescrizioni in materia di contenimento del consumo di energia negli edifici.
Circolare MICA 12 aprile 1994, n. 233/F - Articolo 11 del D.P.R. 26 agosto 1993, n. 412, recante norme per la progettazione, l'installazione, l'esercizio e la manutenzione degli impianti termici degli edifici
D.M. 6 agosto 1994 - Recepimento delle norme UNI attuative del D.P.R. 26 agosto 1993, n.412
D.M. 6 agosto 1994 - Modificazioni ed integrazioni alla tabella relativa alle zone climatiche di appartenenza dei comuni italiani allegata al D.P.R. 26 agosto 1993, n. 412
D.Lgs. 242 del 19.3.96 - a parziale modifica ed integrazione del D.Lgs. 626/94
D.P.R. 660/1996 - "Regolamento per l'attuazione della Direttiva 92/42/CEE concernente i requisiti di rendimento delle nuove caldaie ad acqua calda, alimentate con combustibili liquidi o gassosi";
D.P.R. 499/1997-, "Regolamento di attuazione della Direttiva 93/68/CEE per la parte che modifica la Direttiva 89/106/CEE in materia di prodotti da costruzione";
D.Lgs. 22 (Ronchi) del 5.2.97 - aggiornato al novembre '97, in materia di rifiuti ed imballaggi.
D.M. 2 Aprile 1998 - "Modalità di certificazione delle caratteristiche e delle prestazioni energetiche degli edifici e degli impianti ad essi connessi";
Legge 23/12/1998, n.448 Misure di finanza pubblica per la stabilizzazione e lo sviluppo (carbon tax)
Delibera CIPE 57/02 Strategia d'azione ambientale per lo sviluppo sostenibile in Italia
Delibera CIPE 123/02 Revisione delle linee guida per le politiche e misure nazionali di riduzione delle emissioni dei gas serra (Legge 120/2002)
D.M. 17 Marzo 2003 - del Ministero delle Attività produttive (G.U. 86 del 12 Aprile 2003), "Aggiornamenti agli allegati F e G del decreto del Presidente della Repubblica 26 agosto 1993, n. 412, recante norme per la progettazione, l'installazione, l'esercizio e la manutenzione degli impianti termici degli edifici, ai fini del contenimento dei consumi di energia (e nota del Ministero delle Attività produttive del 15 maggio 2003 contenente l'errata corrige del suddetto decreto);
Decreto Legislativo 16 marzo 1999 n. 79 - di attuazione della Direttiva 96/92/CE recante norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica;
Decreto Legislativo 23 maggio 2000, n. 164 - "Attuazione delle Direttiva n. 98/30/CE recante norme per il mercato interno del gas naturale, a norma dell'art. 41 della Legge 17 maggio 1999, n. 144"
Legge 239/2004 - "Riordino del settore energetico, nonché delega al governo per il riassetto delle

disposizioni vigenti in materia di energia: Disposizioni sul postcontatore e sulla sicurezza degli impianti”
DM 20/07/2004 Nuova individuazione degli obiettivi quantitativi per l’incremento dell’efficienza energetica negli usi finali di energia
Decreto del Ministero delle infrastrutture e dei trasporti del 27 luglio 2005 - Norma concernente il regolamento d'attuazione della legge 9 gennaio 1991, n. 10 (articolo 4, commi 1 e 2), recante: «Norme per l'attuazione del Piano energetico nazionale in materia di uso razionale dell'energia, di risparmio energetico e di sviluppo delle fonti rinnovabili di energia» (in GU n. 178, 2.8.2005, p. 13)). L’adozione di questo documento, a 14 anni dalla sua originaria previsione da parte dell’art.4, commi 1 e 2, della legge 10/91, giunge tardiva e destinata a essere superata a regime dallo stesso D.Lgs. 192/2005 e come nel prosieguo verrà precisato, propri dall’art. 4 della legge 10/91 con contestuale incarico per l’adozione di altri criteri attuativi
Delibera AEEG 318/06, che integra la deliberazione n. 34/05
Decreto Legislativo 29 dicembre 2006, n. 311 - "Disposizioni correttive ed integrative al decreto legislativo 19 agosto 2005, n. 192, recante attuazione della Direttiva 2002/91/CE, relativa al rendimento energetico nell'edilizia" pubblicato nella Gazzetta Ufficiale n. 26 del 1 febbraio 2007 - Supplemento ordinario n. 26/L
Decreto Legislativo 2 Febbraio 2007, n. 26, attuazione della Direttiva 2003/96/CE che ristrutturata il quadro comunitario per la tassazione dei prodotti energetici e dell'elettricità
Decreti Attuativi Legge Finanziaria 2007 (02.2007) Sulla Gazzetta Ufficiale n. 47 del 26.02.2007, sono stati pubblicati i decreti datati 19.02.2007, con cui vengono precisate le modalità per la richiesta dei contributi previsti dalla Legge Finanziaria 2007, sia per quanto riguarda gli interventi di riqualificazione energetica del patrimonio edilizio esistente, sia per quanto riguarda l’acquisto e l’installazione di motori ad elevata efficienza e variatori di velocità (inverter). - “Disposizioni in materia di detrazioni per le spese di riqualificazione energetica del patrimonio edilizio esistente, ai sensi dell’art. 1, comma 349, della legge 27.12.06, n. 296 - “Disposizioni in materia di detrazioni per le spese sostenute per l’acquisto e l’installazione di motori ad elevata efficienza e variatori di velocità (inverter), di cui all’art.1, commi 358 e 359 della legge 27.12.06, n. 296”
Decreto Legislativo 8 febbraio 2007, n.20, “Attuazione della Direttiva 2004/8/CE sulla promozione della cogenerazione basata su una domanda di calore utile nel mercato interno dell'energia, nonché modifica alla Direttiva 92/42/CEE” (Gazzetta Ufficiale n. 54 del 6 marzo 2007 )
Decreto Legislativo 18 Giugno 2007, n. 73, convertito nella legge n. 125/2007, Misure urgenti per l'attuazione di disposizioni comunitarie in materia di liberalizzazione dei mercati dell'energia
Legge 3 agosto 2007, n. 125, conversione in legge, con modificazioni, del decreto-legge 18 giugno 2007, n. 73, recante misure urgenti per l'attuazione di disposizioni comunitarie in materia di liberalizzazione dei mercati dell'energia
Decreto Ministeriale 21 Dicembre 2007, Ministero Sviluppo Economico, Revisione e

aggiornamento dei decreti 20 luglio 2004, concernenti l'incremento dell'efficienza energetica degli usi finali di energia, il risparmio energetico e lo sviluppo delle fonti rinnovabili.
Legge 24 Dicembre 2007, n. 244, (legge Finanziaria 2008), modifica il meccanismo dei Certificati Verdi
Decreto Ministeriale 29 aprile 2008, n. 110, Legge 27 dicembre 2006, n. 296 ministero dell'agricoltura, Criteri, condizioni e modalità per l'attuazione dell'obbligo di immissione di una quota minima di biocarburanti, ai sensi della legge Finanziaria 2007
D.Lgs. 30/05/2008 n.115 Attuazione della Direttiva 2006/32/CE relativa all'efficienza degli usi finali dell'energia e i servizi energetici e abrogazione della Direttiva 93/76/CEE

**Tabella 2: Principali norme italiane sulle fonti energetiche rinnovabili e sul risparmio energetico**

In senso più specifico, per quanto concerne le fonti rinnovabili, la produzione ed il vettoriamento dell'energia elettrica e del gas ed il recepimento delle Direttive europee ed internazionali del settore, gli atti di indirizzo e le leggi di carattere generale, che influiscono sull'evoluzione del settore, sono principalmente i seguenti (si riprendono in Tabella 3 alcuni provvedimenti citati in Tabella 2).

<i>Piano Energetico Nazionale (PEN 1988)</i>
<i>Provvedimento CIP n. 6 - del 29 aprile 1992</i>
<i>Legge 15 gennaio 1994, n. 65 - Ratifica della Convenzione Quadro delle Nazioni Unite sui cambiamenti climatici (New York – 1992) (solo citata qui, in quanto priva di qualsiasi risvolto pratico)</i>
<i>Legge 14 novembre 1995, n. 481 - Norme per la concorrenza e la regolazione dei servizi di pubblica utilità. Istituzione dell'Autorità di regolazione dei servizi di pubblica utilità”, (richiamata in quanto istitutiva dell'Autorità per l'energia elettrica ed il gas, in seguito: AEEG)</i>
<i>Legge 15 marzo 1997, n. 59 - recante “Delega al Governo per il conferimento di funzioni e compiti alla Regioni ed Enti locali, per la riforma della Pubblica Amministrazione e per la semplificazione amministrativa”;</i>
<i>Legge 24 aprile 1998 n. 128 - recante disposizioni per l'adempimento di obblighi derivanti dall'appartenenza dell'Italia alle Comunità Europee;</i>
<i>Deliberazione CIPE 19 novembre 1998 n. 137/98 - Linee guida per le politiche e misure nazionali di riduzione delle emissioni dei gas serra</i>
<i>Decreto legislativo 31 marzo 1998, n. 112 - Decentramento Amministrativo, Ulteriore conferimento di funzioni e compiti amministrativi dello Stato alle regioni ed agli enti locali in attuazione del Capo I della legge 15 marzo 1997, n. 59</i>
<i>Decreto Legislativo 16 marzo 1999 n. 79 - di attuazione della Direttiva 96/92/CE recante norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica</i>
<i>DM 11.11.99 - Direttive per l'attuazione delle norme in materia di energia elettrica da fonti rinnovabili di cui ai commi 1, 2 e 3 dell'art.11 del D.Lgs. 16.3.99 n.79)</i>
<i>DPR 551/99 del 21.12.99 – Regolamento recante modifiche al decreto del Presidente della</i>

Repubblica 26 agosto 1993, n. 412, in materia di progettazione, installazione, esercizio e manutenzione degli impianti termici degli edifici, ai fini del contenimento dei consumi di energia
<i>Decreto Legislativo 23 maggio 2000, n. 164</i> - Attuazione della Direttiva n. 98/30/CE recante norme per il mercato interno del gas naturale, a norma dell'art. 41 della Legge 17 maggio 1999, n. 144
<i>DM 4.12.2000</i> - Progetto denominato "Comune solarizzato"
<i>DM 22.12.2000</i> - Finanziamenti ai Comuni per la realizzazione di edifici solari fotovoltaici ad alta valenza architettonica" (G.U. n.79 del 4/4/2001)
<i>DM 22.12.2000</i> - Finanziamenti ai Comuni e alle Aziende del gas per l'installazione di sistemi per la produzione di calore a bassa temperatura" (G.U. n. 81 del 6/4/2001)
<i>DM 16.03.2001</i> - Programma tetti fotovoltaici
<i>DM 24.04.2001</i> - Individuazione degli obiettivi quantitativi nazionali di risparmio energetico e sviluppo delle fonti rinnovabili di cui all'art.16 comma 4 del D.Lgs.23 maggio 2000 n.164
<i>DM 10.09.2001</i> – Finanziamenti ad enti pubblici per l'installazione di impianti solari termici per produzione di calore a bassa temperatura.
<i>DL 7 febbraio 2002</i> - Misure urgenti per garantire la sicurezza del sistema elettrico nazionale.
<i>DPCM 8-03-2002</i> - Disciplina delle caratteristiche merceologiche dei combustibili aventi rilevanza ai fini dell'inquinamento atmosferico, nonché delle caratteristiche tecnologiche degli impianti di combustione
<i>Legge n. 55 del 9 aprile 2002</i> - Conversione in legge, con modificazioni, del D.L. 7 febbraio 2002, recante misure urgenti per garantire la sicurezza del sistema elettrico nazionale
<i>Legge 1° giugno 2002, n. 120</i> - Ratifica ed esecuzione del Protocollo di Kyoto alla Convenzione quadro delle Nazioni Unite sui cambiamenti climatici, fatto a Kyoto l' 11 dicembre 1997
<i>Legge 27 ottobre 2003, n. 290</i> - Conversione in legge, con modificazioni, del decreto-legge 29 agosto 2003, n. 239, recante disposizioni urgenti per la sicurezza del sistema elettrico nazionale e per il recupero di potenza di energia elettrica. Delege al Governo in materia di remunerazione della capacità produttiva di energia elettrica e di espropriazione per pubblica utilità
<i>Decreto legislativo 29 dicembre 2003 n. 387</i> - di attuazione della Direttiva 2001/77/CE relativo alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità
<i>Legge 239 del 23/8/2004</i> - riordino del settore energetico nonché delega al Governo per il riassetto delle disposizioni vigenti in materia di energia
<i>Decreto MAP 28 luglio 2005</i> - Criteri per l'incentivazione della produzione di energia elettrica mediante conversione fotovoltaica della fonte solare (come modificato dal Decreto 6 febbraio 2006)
<i>Decreti 24 ottobre 2005</i> - Aggiornamento delle Direttive per l'incentivazione dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili ai sensi dell'articolo 11, comma 5, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79
<i>Deliberazione 42/02 dell'AEEG</i> per il riconoscimento della produzione combinata di energia

elettrica e calore
<i>DM 28/07/2005 e DM 06/02/06 -</i> , Criteri per l'incentivazione della produzione di energia elettrica mediante conversione fotovoltaica della fonte solare
<i>Decreto Legislativo 30 maggio 2005, n.128</i> - Attuazione della Direttiva 2003/30/CE relativa alla promozione dell'uso dei biocarburanti o di altri carburanti rinnovabili nei trasporti.
<i>Decreto Ministeriale 19 Febbraio 2007</i> , "Criteri e modalità per incentivare la produzione di energia elettrica mediante conversione fotovoltaica della fonte solare, in attuazione dell'articolo 7 del DLgs 29.12.2003, n. 387" che definisce gli incentivi per la produzione di energia elettrica tramite pannelli fotovoltaici ( <i>Gazzetta Ufficiale n. 45 del 23.02.2007</i> )
Decreto Ministeriale 21 Dicembre 2007, Ministero Sviluppo Economico, Revisione e aggiornamento dei decreti 20 luglio 2004, concernenti l'incremento dell'efficienza energetica degli usi finali di energia, il risparmio energetico e lo sviluppo delle fonti rinnovabili.
Legge 24 Dicembre 2007, n. 244, (legge Finanziaria 2008), modifica il meccanismo dei Certificati Verdi
Decreto Ministeriale 29 aprile 2008, n. 110, Legge 27 dicembre 2006, n. 296 ministero dell'agricoltura, Criteri, condizioni e modalità per l'attuazione dell'obbligo di immissione di una quota minima di biocarburanti, ai sensi della legge Finanziaria 2007
DLgs 30/05/2008 n.115 Attuazione della Direttiva 2006/32/CE relativa all'efficienza degli usi finali dell'energia e i servizi energetici e abrogazione della Direttiva 93/76/CEE

**Tabella 3: Selezione delle principali norme italiane sulle fonti energetiche rinnovabili e sul risparmio energetico**

## ***2.2. Lo sviluppo sostenibile: la protezione dell'ambiente nella politica energetica nazionale***

In Italia, con il Provvedimento CIPE del 28 dicembre 1993 è stato presentato il Piano Nazionale per lo Sviluppo Sostenibile, in attuazione dell'Agenda 21. Le caratteristiche individuate dal Piano per realizzare una politica che coniughi sviluppo e ambiente sono in sintonia con le indicazioni proposte dal V Piano d'azione ambientale europeo e con il VI Programma di azione per l'ambiente della Comunità Europea, recentemente approvato, che sarà, una volta adottato, il primo programma quadro con valore legalmente vincolante per tutti gli Stati membri in virtù della procedura di decisione congiunta (esso conferma e rafforza gli obiettivi del V Programma, identificando anche misure e responsabilità a carico degli organismi nazionali, regionali e locali). Con successiva Delibera del CIPE del 2 agosto 2002, visto il programma d'azione Agenda 21, è stata approvata la strategia d'azione ambientale per lo sviluppo sostenibile in Italia.

Con il Provvedimento CIPE del 4 maggio 1994 è stato istituito un Comitato interministeriale per la verifica dell'attuazione del Piano, la raccolta coordinata delle informazioni sulle iniziative avviate e la predisposizione di una relazione annuale sulla realizzazione degli obiettivi dell'Agenda XXI e con successive deliberazioni n. 63/98 e n. 79/98 sono state istituite le commissioni di supporto del suddetto comitato.

Il settore dell'energia, incluso tra i settori chiave del V Piano d'Azione ambientale europeo ed il Piano nazionale per lo sviluppo sostenibile, identificano il quadro di riferimento e gli obiettivi per l'Italia. Per entrambi gli aspetti si fa riferimento alla normativa esistente (PEN 88, L. 9/91, L.10/91, CIP 6/92) ed agli orientamenti espressi nella Agenda 21. Gli obiettivi finali sono rappresentati dal risparmio energetico e dal contenimento delle emissioni in atmosfera di sostanze inquinanti e gas ad effetto serra.

Con la Deliberazione CIPE del 19 novembre 1998, n. 137, l'Italia ha recepito il Protocollo di Kyoto impegnandosi a ridurre del 6,5% le emissioni rispetto ai valori del 1990, tra il 2008 e il 2012. Le linee guida individuano le sei azioni prioritarie che porteranno a raggiungere l'obiettivo finale previsto per il 2008 - 2012, e gli obiettivi intermedi previsti per il 2003 e il 2006.

Nell'ambito della Conferenza Nazionale per l'Energia e l'Ambiente, 25-28 novembre 1998, è stato approvato il Libro Bianco per la valorizzazione delle fonti rinnovabili che, successivamente, è divenuto strumento di programmazione nazionale con il provvedimento

CIPE del 6 agosto 1999. Esso contiene gli obiettivi, le strategie e gli strumenti necessari per dare corso e attuazione, a livello nazionale, al Libro Bianco comunitario ("Energia per il futuro: le fonti energetiche rinnovabili") e alla Deliberazione CIPE 137/98, relativa alla riduzione delle emissioni di "gas serra" (CO<sub>2</sub> e CO<sub>2</sub> equivalente). Si ritiene possibile un contributo aggiuntivo delle fonti rinnovabili, rispetto al 1997 di circa 8,6 Mtep, passando da 11,7 Mtep a 20,3 Mtep nel 2008-2012, comprendente la produzione per energia elettrica e termica.

La Legge 1 giugno 2002, n. 120, di ratifica del Protocollo di Kyoto della Convenzione quadro delle Nazioni Unite sui cambiamenti climatici ha previsto che il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio presenti al CIPE un piano nazionale per la riduzione dei livelli di emissione dei gas serra e l'aumento del loro assorbimento al minor costo.

Nel dicembre 2002 il Ministero dell'Ambiente e Tutela del Territorio di concerto con il Ministero dell'economia e finanze ha presentato il "Piano nazionale per la riduzione delle emissioni di gas responsabili dell'effetto serra: 2003-2010" che contiene una serie di indicazioni e di opzioni (programmi, iniziative, misure e relativi progetti di attuazione) di riduzione delle emissioni di gas serra in vari comparti e settori energetici (produzione di energia elettrica, consumi energetici nei settori civili e nel terziario, ecc.) e non (trasporti, industria, agricoltura, cooperazione economica e tecnologica, ecc.) al fine di rispettare l'obiettivo stabilito dalla legge 120/2002, di ratifica del Protocollo di Kyoto.

Con la Deliberazione CIPE 2 agosto 2002 "Strategia d'azione ambientale per lo sviluppo sostenibile in Italia 2002-2010" è stato approvato un documento che individua gli strumenti, gli obiettivi, le aree tematiche e gli indicatori per monitorare lo stato d'attuazione della strategia proposta per lo sviluppo sostenibile.

Il 19 dicembre 2002 è stata approvata la Deliberazione CIPE di "revisione delle linee guida per le politiche e misure nazionali di riduzione delle emissioni dei gas serra (Legge 120/2002)", che approva il Piano di azione nazionale per la riduzione dei livelli di emissione dei gas serra e l'aumento del loro assorbimento redatto dal Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio ai sensi dell'art. 2 della legge 1 giugno 2002 n. 120 e i livelli massimi di emissione assegnati ai singoli settori per il periodo 2008-2012, questi ultimi calcolati come media delle emissioni annuali del periodo di cui alla tabella 8 allegata alla deliberazione, sono stabiliti sulla base dello scenario di riferimento, ovvero sulla base dei risultati conseguibili con le misure già individuate al 30 giugno 2002 con provvedimenti, programmi e iniziative

nei settori della produzione di energia elettrica, dei trasporti, dei consumi energetici negli usi civili e nel terziario, della cooperazione internazionale.

Molta parte della normativa ambientale è stata rivista dal Testo Unico Ambientale<sup>5</sup>. Con i suoi 318 articoli e 45 allegati, il decreto legislativo è destinato a sostituire, a brevissimo termine, la legislazione quadro vigente in materia di rifiuti e bonifica dei siti contaminati, procedure di VIA e VAS e IPPC, difesa del suolo e lotta alla desertificazione, tutela delle acque dall'inquinamento e gestione delle risorse idriche, tutela dell'aria e riduzione delle emissioni in atmosfera e, infine, di tutela risarcitoria contro i danni all'ambiente. Dal 29 aprile 2006, molte saranno le norme abrogate, anche se in qualche caso sono previsti regimi transitori in attesa di alcune norme tecniche di carattere regolamentare. Come è noto, infatti, oltre a unificare e coordinare le diverse fonti normative nazionali, il decreto legislativo apporta modifiche, in molti casi di rilievo sostanziale, alla disciplina dei vari settori normativi e introduce varie novità in attuazione di Direttive comunitarie. Tuttavia, sulla GU n. 146 del 26 Giugno 2006 è stato pubblicato l'avviso relativo alla segnalazione di inefficacia di 17 decreti ministeriali ed interministeriali attuativi de D.Lgs. n. 152/2006. In riferimento a tali provvedimenti è stato rilevato che è mancato il preventivo e necessario controllo da parte della Corte dei Conti, per cui non possono considerarsi giuridicamente produttivi di effetti, di fatto sospendendo l'efficacia del Testo Unico.

---

<sup>5</sup> Il decreto legislativo di attuazione della Legge 308 del 15 dicembre 2004 (delega ambientale) è stato pubblicato sul Supplemento ordinario alla Gazzetta ufficiale del 14 aprile 2006, n. 88 (rubricato come D.Lgs. 3 aprile 2006, n. 152 "Norme in materia ambientale") ed è entrato in vigore il 29 aprile 2006.

### **2.3. Il Piano Italiano per l'Efficienza Energetica**

L'obiettivo di incremento dell'efficienza energetica, come sancito nella prima proposta della Commissione Europea del 2007, è stato eliminato nella proposta del gennaio 2008 e incorporato negli altri obiettivi di maggior penetrazione delle RES e di riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub> contenuti nelle proposte del gennaio 2008. Tuttavia, risulta importante illustrare il pacchetto efficienza energetica presentato dall'Italia in quanto significativo del potenziale di miglioramento dell'efficienza energetica nel nostro Paese e dei costi ipotizzati per gli interventi proposti. Il piano descrive gli orientamenti che il Governo ha già intrapreso ed intende proseguire per centrare l'obiettivo previsto dalla Direttiva 2006/32/CE: 9,6% di risparmio energetico entro il 2016 (circa 11 Mtep). Si deve inoltre sottolineare come per il sistema Italia, un intervento efficace e lungimirante sull'efficienza energetica negli usi finali possa creare una sinergia tra la necessità di ridurre la dipendenza energetica, aumentare la sicurezza degli approvvigionamenti e ridurre le emissioni di gas serra, con effetti sulla competitività e innovazione tecnologica del sistema produttivo e la creazione di nuova occupazione.

Nel nostro Paese, l'obiettivo del 9% di risparmio energetico entro il 2016 dovrebbe essere raggiunto con le seguenti azioni:

- 1) mantenimento delle misure già adottate;
- 2) attuazione delle misure in corso di recepimento;
- 3) introdurre a partire dal 2009 dei limiti alle emissioni medie di CO<sub>2</sub> delle autovetture.

*1) mantenere almeno per alcuni anni misure già adottate quali:* riqualificazione energetica nell'edilizia, riduzione del carico fiscale per il Gpl e incentivi per creare un parco auto ecologico e diminuire l'inquinamento; dovranno inoltre essere mantenuti gli incentivi al sistema agroenergetico, le detrazioni fiscali per motori industriali efficienti; gli sgravi per elettrodomestici ad alta efficienza e la promozione della cogenerazione ad alto rendimento;

*2) attuare misure in corso di recepimento;*

*3) introdurre a partire dal 2009 il limite di 140 grammi di CO<sub>2</sub>/km alle emissioni medie delle autovetture;* corrispondente ad un risparmio di 23.260 GWh/anno e cioè il 18% dell'obiettivo complessivo. Tra gli interventi c'è anche il Progetto di innovazione industriale sull'Efficienza energetica nell'ambito del piano industria 2015.

Secondo lo schema fornito dalla Commissione EU, il documento si articola in 5 sezioni corrispondenti al settore residenziale, terziario, industriale (non ETS), trasporti e pubblico; per ciascun settore è stato richiesto di descrivere un certo numero di misure da adottare per ridurre i consumi (ad es. motori/inverter impiegati, consumi per illuminazione, consumi per apparecchiature ecc.). Le misure proposte intervengono sulle principali tecnologie disponibili per implementare programmi di efficienza energetica, con una valutazione dei risparmi effettivamente conseguibili, tenendo conto del vigente quadro normativo e della sua possibile evoluzione.

In particolare, i risparmi ottenibili nei diversi settori sono stati stimati come segue:

- settore residenziale (edifici e apparecchiature): 16.998 GWh/anno al 2010 e 56.830 GWh/anno al 2016;
- settore terziario (riscaldamento e condizionamento efficiente, illuminazione pubblica e degli edifici): 8.130 GWh/anno al 2010 e 24.700 GWh/anno al 2016;
- settore industria (motorizzazioni efficienti, azionamenti a velocità variabile, cogenerazione ad alto rendimento, interventi sui processi industriali): 7.040 GWh/anno al 2010 e 21.537 GWh/anno al 2016;
- settore dei trasporti (introduzione del limite di emissioni di 140 di CO<sub>2</sub>/km, come media dei veicoli del parco venduto dal 2009): 3.490 GWh/anno al 2010 e 23.260 GWh/anno al 2016.

Il risparmio complessivo di energia che si stima di poter realizzare è pari, quindi, a 35.658 GWh/anno al 2010 (3%) e a 126.327 GWh/anno al 2016 (9,6%).

Con riferimento, in particolare al settore dei trasporti, si sottolinea come i consumi complessivi del trasporto stradale abbiano conosciuto un trend in espansione di lungo periodo: dal 1990 ad oggi si è registrata una crescita in percentuale del 28,7% e in valore assoluto di 8,8 Mtep.

Nella tabella che segue sono sinteticamente riportate tutte le misure proposte e le corrispondenti valutazioni in termini di riduzione dei consumi al 2010 e al 2016. Per ciascuna delle misure elencate sono state espresse delle valutazioni in merito agli effetti sulla riduzione dei consumi al 2010 e al 2016, in funzione degli strumenti utilizzati (incentivi, obblighi ecc.).

Si riportano in Tabella 4 le stime del risparmio ottenibili settore per settore.

Misure di miglioramento dell'efficienza energetica	Risparmio energetico annuale atteso al 2010 [GWh/anno]	Risparmio energetico annuale atteso al 2016 [GWh/anno]
<i>Misure nel settore residenziale:</i>		
1) Coibentazione superfici opache edifici residenziali ante 1980	1) 3.489	1) 12.800
2) Sostituzione di vetri semplice con doppi vetri	2) 233	2) 930
3) Sostituzione lampade ad incandescenza (GLS) con lampade a fluorescenza CFL	3) 1.600	3) 4.800
4) Sostituzione lavastoviglie con apparecchiature in classe A	4) 305	4) 1.060
5) Sostituzione frigoriferi e congelatori con apparecchiature in classe A+ e A++	5) 1.210	5) 3.860
6) Sostituzione lavabiancheria con apparecchiature in classe A superlativa	6) 31	6) 410
7) Sostituzione scaldacqua elettrici efficienti	7) 700	7) 2.200
8) Impiego di condizionatori efficienti	8) 180	8) 540
9) Impiego impianti di riscaldamento efficienti	9) 8.150	9) 26.750
10) Camini termici e caldaie a legna	10) 1.100	10) 3.480
<b>Totale Settore Residenziale</b>	<b>16.998</b>	<b>56.830</b>
<i>Misure nel settore terziario:</i>		
1) Impiego impianti di riscaldamento efficienti	1) 5.470	1) 16.600
2) Incentivazione all'impiego di condizionatori efficienti	2) 835	2) 2.510
3) Lampade efficienti e sistemi di controllo	3) 1.400	3) 4.300
4) Lampade efficienti e sistemi di regolazione del flusso luminoso (illuminazione pubblica)	4) 425	4) 1.290
<b>Totale Settore Terziario</b>	<b>8.130</b>	<b>24.700</b>
<i>Misure nel settore industria:</i>		
1) Lampade efficienti e sistemi di controllo	1) 700	1) 2200
2) Sostituzione motori elettrici di potenza 1-90kW da classe Eff2 a classe Eff1	2) 1.100	2) 3.400
3) Installazione di inverter su motori elettrici di potenza 0.75-90 kWh	3) 2.100	3) 6400
4) Cogenerazione ad alto rendimento	4) 2.093	4) 6.280
5) Impiego di compressione meccanica del vapore	5) 1047	5) 3257
<b>Totale Settore Industria</b>	<b>7.040</b>	<b>21.537</b>
<i>Misure nel settore trasporti</i>		
1) Introduzione del limite di emissioni di 140 g di CO <sub>2</sub> /km (media veicoli parco venduto)	1) 3.490	1) 23.260
<b>Totale Settore Trasporti</b>	<b>3.490</b>	<b>23.260</b>
<b>Totale risparmio energetico atteso (obiettivo nazionale):</b>	<b>35.658</b> <b>(3 %)</b>	<b>126.327</b> <b>(9,6 %)</b>

Tabella 4: Stima del risparmio ottenibile per settore. Fonte [130]

## ***2.4. Il Position Paper del Governo italiano del Settembre 2007 sulle penetrazione delle energie rinnovabili***

In tema di raggiungimento dell'obiettivo al 2020 proposto dalla UE per la penetrazione delle energie rinnovabili, nel Settembre del 2007 il Governo italiano ha predisposto un "Position Paper" come strumento per la partecipazione alla fase di elaborazione della nuova Direttiva in materia di fonti rinnovabili [140]. Il "position paper" presenta una valutazione preliminare di "livello massimo di potenziale teorico di produzione delle energie rinnovabili" per l'Italia, sottolineando come la praticabilità di tale potenziale teorico sia condizionata da una serie di fattori, tra cui alcuni di natura politica e istituzionale. Tra i fattori di natura politica e istituzionale vengono segnalate due criticità: quella delle dinamiche di contestazione delle comunità locali contro gli impianti alimentati da fonti rinnovabili nei procedimenti autorizzativi; e quella dei differenti livelli di governance della politica energetica presenti in Italia, dato il ruolo molto importante che le regioni rivestono in questo settore. Per raggiungere un obiettivo nazionale ambizioso sarà necessario un maggior livello di coordinamento tra le Regioni e tra queste e lo Stato [84].

Il governo italiano nel Position Paper ha stimato il potenziale tecnico delle diverse fonti rinnovabili, ovvero il quantitativo di energia che può essere recuperato con le tecnologie esistenti e attese in un futuro prossimo. Per quello che riguarda la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili il "*position paper*" stima un potenziale aggiuntivo di circa 50 TWh nel 2020 rispetto al 2005 come "totale massimo teorico" che potrebbe portare complessivamente la produzione italiana a poco più di 100 TWh rispetto ai circa 50 TWh prodotti nel 2005.

In Tabella 5, Tabella 6 e Tabella 7 si riassume il potenziale nazionale di produzione di energia da fonti rinnovabili.

<b>Riassunto del potenziale nazionale di produzione di energia da fonti rinnovabili</b>		
<b>Energia primaria sostituita (Mtep)</b>	<b>2005</b>	<b>2006</b>
Elettricità	4,29	8,96
Riscaldamento e raffrescamento	2,12	11,40
Biocombustibili	0,30	0,61
<b>Totale (Mtep)</b>	<b>6,71</b>	<b>20,97</b>

**Tabella 5: Potenziale nazionale di produzione di energia rinnovabile. Fonte [140]**

<b>Valutazione del potenziale nazionale di produzione di energia rinnovabile</b>				
<b>Elettricità</b>	<b>Potenza (MW)</b>	<b>Energia (TWh)</b>	<b>Potenza (MW)</b>	<b>Energia (TWh)</b>
Idroelettrico	17.325	36,00	20.200	43,15
Eolico	1.718	2,35	12.000	22,60
Solare	34	0,04	9.500	13,20
Geotermia	711	5,32	1.300	9,73
Biomasse, Gas di discarica e residuati dai processi di depurazione	1.201	6,16	2.415	14,50
Moto ondoso e maremotrice	0	0,00	800	1,00
Totale	20.989	49,87	46.215	104,18
<b>Energia primaria sostituita (Mtep) (usando il fattore di conversione Eurostat)</b>	<b>4,29</b>		<b>8,96</b>	

**Tabella 6: Stima del potenziale nazionale di produzione di energia rinnovabile (elettricità). Fonte [140]**

<b>Riscaldamento/raffrescamento, biocombustibili</b>	<b>Potenza (TJ)</b>	<b>Energia(Mtep)</b>	<b>Potenza (TJ)</b>	<b>Energia (Mtep)</b>
Geotermia	8.916	0,21	40.193	0,96
Solare	1.300	0,03	47.000	1,12
Biomassa	78.820	1,88	389.933	9,32
Totale Riscaldamento/raffrescamento	89.036	2,12	477.126	11,4
Biocombustibili	12.600	0,30	25.600	0,61
<b>TOTAL Riscald/Raffresc.+Biocombustibili (TJ/MTEP)</b>	<b>101.636</b>	<b>2,42</b>	<b>502.726</b>	<b>12,01</b>

**Tabella 7: Stima del potenziale nazionale di produzione di energia rinnovabile (riscaldamento/raffrescamento, biocombustibili). Fonte [140]**

Relativamente a quanto proposto nel position paper, nella legge Finanziaria 2008<sup>6</sup> si esprime la scelta di ricorrere in modo forte allo strumento normativo per superare le criticità di attuazione della politica energetica italiana rispetto agli obiettivi di sviluppo delle fonti rinnovabili nel settore elettrico. Le nuove norme agiscono su tre ambiti principali: adeguamento dei regimi di incentivazione, semplificazione dei procedimenti autorizzativi per gli impianti e coordinamento tra Stato e Regioni nell'attuazione degli obiettivi di politica energetica. *Il Ministro dello sviluppo economico, d'intesa con la Conferenza permanente per i rapporti tra lo Stato, le regioni e le province autonome di Trento e di Bolzano, entro novanta giorni dalla data di entrata in vigore della presente legge, stabilisce con proprio decreto la ripartizione fra le regioni e le province autonome di Trento e di Bolzano della quota minima di incremento dell'energia elettrica prodotta con fonti rinnovabili necessaria per raggiungere l'obiettivo del 25 per cento del consumo interno lordo entro il 2012, e dei successivi aggiornamenti proposti dall'Unione Europea (Art. 2, Comma 167). Entro i successivi novanta giorni, le regioni e le province autonome di Trento e di Bolzano adeguano i propri piani o programmi in materia di promozione delle fonti rinnovabili e dell'efficienza energetica negli usi finali o, in assenza di tali piani o programmi, provvedono a definirli, e adottano le iniziative di propria competenza per concorrere al raggiungimento dell'obiettivo minimo fissato di cui al comma 167 (Art. 2, Comma 168).* In caso di mancato adeguamento degli atti di indirizzo delle regioni o di provvedimenti regionali ostativi al raggiungimento degli obiettivi assegnati col decreto ministeriale, il Governo ha la facoltà di attivare una procedura che in sei mesi potrebbe portare all'attivazione di poteri sostitutivi nei confronti delle regioni per l'adeguamento degli atti di indirizzo regionale o dei provvedimenti ostativi al raggiungimento degli obiettivi [84].

## **2.5. Le leggi regionali sull'energia nel Veneto**

Nell'ambito della legislazione regionale in campo energetico si segnalano i seguenti provvedimenti normativi della Regione Veneto:

*Legge del 29/05/1997 n. 16* - Incentivi all'uso del gpl come carburante innovativo ed ecologicamente compatibile;

*Legge regionale del 27 dicembre 2000, n.25* - Norme per la pianificazione energetica regionale, l'incentivazione del risparmio energetico e lo sviluppo delle fonti rinnovabili di energia", (Bollettino Ufficiale della Regione Veneto n. 114 del 29/12/2000) ;

---

<sup>6</sup> legge 24 Dicembre 2007, n. 244, pubblicata sulla Gazzetta Ufficiale n. 300 del 28 dicembre 2007

*Legge regionale del 13 aprile 2001, n.11* - Conferimento di funzioni e compiti amministrativi alle autonomie locali in attuazione del decreto legislativo 31 marzo 1998, n. 112, (Bollettino Ufficiale della Regione Veneto n. 35 del 17/04/2001) ;

*Deliberazione della Giunta Regionale 29 giugno 2001, n. 172* - "Conferimento di funzioni in materia di energia", (Bollettino Ufficiale della Regione Veneto n. 69 del 31/07/2001) ;

*Deliberazione della Giunta Regionale 21 marzo 2003, n.721* Uso idroelettrico dell'acqua. Modalità ed indirizzi operativi per la trattazione delle denunce di inizio attività, (Bollettino Ufficiale della Regione Veneto n. 37 del 11/04/2003);

*Legge n. 14 del 2-05-2003* Interventi agro-forestali per la produzione di biomasse. (B.U.R. Veneto n. 45 del 6 maggio 2003);

*Deliberazione del Consiglio Regionale 16 ottobre 2003, n. 46* - Per una iniziativa strategica regionale in materia di energia compatibile con l'ambiente, la qualità della vita, per uno sviluppo ecocompatibile, (trattasi di atto di indirizzo per la Giunta Regionale e pertanto non pubblicato);

*Deliberazione della Giunta Regionale 6 aprile 2004, n.1000*, Derivazioni d'acqua ad uso idroelettrico – D.Lgs. 387/2003; L.R. 26 marzo 1999, n.10 e successive modifiche ed integrazioni. – RD. 1775/1933. Criteri e procedure.", (Bollettino Ufficiale della Regione Veneto n. 46 del 30/04/2004);

*Deliberazione della Giunta Regionale rivolta al Consiglio 28 gennaio 2005, n.7* - Adozione del Piano energetico regionale (trattasi di proposta della Giunta Regionale al Consiglio e pertanto non pubblicata);

*Legge 01/06/2006 n.6 {BURV n.51 del 06/06/2006}* Interventi regionali per la promozione del Protocollo di Kyoto e della Direttiva 2003/87/CE;

*Legge 30/06/2006 n.8 {BURV n.60 del 04/07/2006}* Iniziative di sostegno alla produzione e all'utilizzo di biomasse legnose per scopi energetici;

*Legge 23/11/2006 n.26 {BURV n.103 28/11/2006}* Ratifica dell'accordo tra la Regione del Veneto e la Provincia Autonoma di Trento per l'esercizio delle funzioni amministrative relative alle concessioni di grandi derivazioni d'acqua a scopo idroelettrico interessanti i rispettivi territori;

*Legge 09/03/2007 n.4 {BURV n.25 del 13/03/2007}* Iniziative ed interventi regionali a favore dell'edilizia sostenibile;

*DGR 15/05/2007 n.1349 {BURV n.51 del 05/06/2007} Programma Tetti Fotovoltaici – Bando regionale 2004 Impegno somme a favore dei beneficiari individuati con DGR n.1750 del 06/06/2006;*

*DGR 07/08/2007 n.2649 {BURV n.84 del 25/09/2007} Entrata in vigore della parte II del DLgs. 03/04/2006, n.152 “Procedure per la valutazione ambientale strategica (VAS), per la valutazione di impatto ambientale (VIA) e per l’autorizzazione integrata ambientale (IPPC)”;*

*Legge 16/08/2007 n.26 {BURV n.73 del 21/08/2007} Modifiche alla legge regionale 16/04/1985, n.33, “Norme per la tutela dell’ambiente” e successive modificazioni, ai fini dell’attuazione del DLgs 18/02/2005, n.59 “Attuazione integrale della Direttiva 96/61/CE relativa alla prevenzione e riduzione integrate dell’inquinamento”;*

*DGR 22/07/2008 n.1998 {BURV n.73 del 02/09/2008} DLgs 16/01/2008, n.4 “Ulteriori disposizioni correttive ed integrative del Decreto Legislativo 03/04/2006, n.152. recante norme in materia ambientale”;*

*Deliberazione della Giunta Regionale n. 2204 del 08 Agosto. 2008 - Prime disposizioni organizzative per l’autorizzazione, installazione ed esercizio degli impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili;*

*DGR 14/10/2008 n.85 {BURV n.85 del 14/10/2008} Programma Tetti Fotovoltaici – Bando regionale anno 2004. Impegno somme a favore dei beneficiari individuati con DGR n.1750 del 06/06/2006.*

In particolare, la Legge 25/2000 prevede che “In attuazione degli indirizzi della politica energetica comunitaria e nazionale e nell’ambito delle competenze conferite alla Regione dalle leggi dello Stato, la Regione del Veneto promuove:

- a) l’uso razionale dell’energia;
- b) il contenimento del consumo energetico;
- c) la riduzione dei gas serra mediante la valorizzazione e l’incentivazione dell’utilizzo delle fonti rinnovabili di energia”.

Inoltre, all’Art. 2 si legge che “La Regione, nell’ambito dello sviluppo in forma coordinata con lo Stato e gli Enti Locali degli interventi nel settore energetico, predispone il Piano Energetico Regionale, di seguito denominato PER”.

La legge 11/2001 “individua, nelle materie relative al decreto legislativo 31 marzo 1998, n. 112 “Conferimento di funzioni e compiti amministrativi dello Stato alle regioni ed enti locali,

in attuazione del capo I della L. 15 marzo 1997, n. 59” e successive modifiche e integrazioni, le funzioni amministrative che richiedono l’unitario esercizio a livello regionale e disciplina il conferimento delle rimanenti funzioni amministrative alle province, ai comuni, alle comunità montane ed alle autonomie funzionali”. Nello specifico del capitolo Energia (Capo VIII, Art. 43), “Sono delegati ai comuni le funzioni e i compiti in materia di certificazione energetica degli edifici di cui all'articolo 30 della legge 9 gennaio 1991, n. 10 "Norme per l'attuazione del Piano energetico nazionale in materia di uso razionale dell'energia, di risparmio energetico e di sviluppo delle fonti rinnovabili di energia" e per i comuni con popolazione superiore ai 30.000 abitanti anche il controllo sul rendimento energetico degli impianti termici”.

## ***2.6. Ripartizione dei compiti istituzionali in materia energetica degli enti locali***

La regolazione e lo sviluppo del comparto delle fonti rinnovabili in Italia riflettono l’influenza dei processi che oggi influiscono principalmente sull’evoluzione del settore energetico: assetto istituzionale, liberalizzazione, politica ambientale, tendenze dei mercati internazionali e accettabilità sociale degli impianti. Il settore dell’energia e il comparto delle rinnovabili in particolare è uno dei quelli per i quali è stato più intenso il processo di trasferimento di funzioni dallo Stato, sia verso il basso a regioni e province, che verso l’alto all’Unione Europea.

Nel solco di questo processo si inserisce l’attuale fase di riformulazione delle politiche italiane per la promozione delle fonti rinnovabili avviene. Gli obiettivi nazionali della nuova Direttiva Europea saranno vincolanti e la legge finanziaria 2008 introduce norme che puntano a responsabilizzare le regioni nel raggiungimento dei nuovi e sempre più impegnativi obiettivi già adottati a livello nazionale. Si illustra di seguito il processo di riforma delle competenze amministrative in campo energetico nel nostro Paese con particolare riferimento alla ripartizione dei compiti istituzionali in materia energetica degli enti locali.

### **2.6.1. La riforma Bassanini**

Un importante tema, recentemente ampiamente discusso, è il decentramento di deleghe e funzioni agli Enti locali, avviato con la Legge 59/97 ("Bassanini"), proseguito con una ridefinizione dei loro ruoli e funzioni. Tale processo di decentramento delle funzioni e competenze amministrative, attuato in molti settori dalla riforma Bassanini, ha cambiato il coinvolgimento e il ruolo delle Regioni e degli Enti Locali anche in campo energetico. Con la

riforma Bassanini gli enti locali territoriali hanno acquistato un'importanza mai avuta prima, in virtù del principio di sussidiarietà.

Per quanto riguarda il settore energia il d. Lgs. 112/98, di attuazione della legge 59/97, prevede la conservazione allo Stato delle funzioni amministrative concernenti l'elaborazione e l'approvazione degli obiettivi della politica energetica nazionale e dei relativi atti di programmazione nazionale. Allo Stato, inoltre, è riservato il programma di completamento della metanizzazione del mezzogiorno. Alle regioni e ai comuni sono delegate le funzioni amministrative in tema di energia, che non siano riservate specificatamente allo Stato (tra cui, ad esempio, le funzioni amministrative concernenti la costruzione e l'esercizio degli impianti di produzione di energia elettrica di potenza superiore a 300 MWt, le reti per il trasporto con tensione superiore a 150 kV, l'emanazione di norme tecniche relative alla realizzazione di elettrodotti e il rilascio delle concessioni per l'esercizio delle attività elettriche). Alle Regioni vengono assegnate funzioni con criterio residuale, ovvero tutte quelle non conferite direttamente allo Stato e agli Enti Locali. Il decreto attribuisce espressamente alle Regioni il controllo di quasi tutte le forme di incentivazione previste dalla Legge 10/91 (artt. 12, 14, 30) e il coordinamento dell'attività degli Enti locali in relazione al contenimento dei consumi di energia degli edifici.

Il d. Lgs. 112/98 assegna quindi alle Regioni e alle Province autonome una funzione strategica nella pianificazione energetica a livello locale dando la possibilità di promulgare leggi in tema di gestione dell'energia, riportando in capo alle regioni molte delle competenze autorizzative e di programmazione che erano dapprima proprie dell'amministrazione centrale. Si è trattato di una vera e propria devoluzione di poteri verso le amministrazioni locali, che ha rivoluzionato il mondo dell'energia. La portata di tale delega è infatti molto innovativa in quanto l'energia non è compresa tra le materie che la Costituzione (all'art. 117, prima della sua modifica) rimetteva alla competenza legislativa regionale.

Alcuni Comuni hanno adottato, o stanno adottando, regolamenti edilizi fortemente orientati alla sostenibilità che miglioreranno, con norme cogenti, la qualità energetica degli edifici. Questa spinta dal basso viene spesso raccolta e amplificata da Province e Regioni. Il nuovo ruolo degli enti locali può quindi essere determinante nella definizione di regole capaci di spingere verso l'efficienza. Si tratta tuttavia di un mondo molto differenziato e caratterizzato talvolta da dimensioni tali da creare difficoltà nell'acquisire le economie di scala nella progettazione sufficienti per non comportare un aumento di costo significativo. Diviene

fondamentale quindi interloquire con le amministrazioni locali per sfruttare al meglio le opportunità che possono nascere localmente e per facilitare la definizione di norme coerenti.

Con il Decreto Legislativo 112/98, che ha previsto sia un capo specifico per l'energia (CAPO IV) l'apertura di uno sportello unico comunale per le attività produttive, è partita quindi l'importante riforma nazionale di decentramento. Per quanto riguarda lo sportello unico per le attività produttive il decreto prevede di attribuire ai comuni le funzioni amministrative concernenti la realizzazione, l'ampliamento, la cessazione, la riattivazione, la localizzazione e la rilocalizzazione di impianti produttivi. In particolare, le competenze amministrative sugli impianti alimentati a fonti rinnovabili sono state affidate interamente agli enti locali, che vengono così ad assumere un ruolo importante nella creazione di un ambiente fertile per lo sviluppo delle nuove fonti. Il governo nazionale può dare indicazioni di politica generale, cosa che è avvenuta con il decreto 79/99, con la legge 120/2002 di recepimento del protocollo di Kyoto, con le delibere del CIPE, ma gli aspetti operativi per la costruzione di nuovi impianti sono oggi di competenza delle regioni ed in taluni casi delle provincie e dei comuni.

Con il D.P.C.M. 12 ottobre 2000 (pubblicato sulla G.U. n. 303 del 30/12/2000) sono state individuate le risorse finanziarie, umane, strumentali e organizzative da trasferire con decorrenza dal 21/02/2001 alle Regioni ed agli Enti locali per l'esercizio delle funzioni e dei compiti amministrativi in materia di energia, miniere e risorse geotermiche, di competenza del Ministero dell'Industria, del commercio e dell'artigianato di cui agli artt. 30, 34, 105, comma 2 lett.f) del Decreto Legislativo 112/98.

La fattibilità degli interventi in campo dell'efficienza energetica non può prescindere da un'attenta analisi delle opportunità e dei vincoli posti localmente dalle amministrazioni. A titolo di esempio la Provincia di Macerata ha pubblicato a marzo 2006 un bando per la concessione di contributi finalizzati alla realizzazione di impianti solari termici per la produzione di calore a bassa temperatura e impianti fotovoltaici per la produzione di energia elettrica. L'importo stanziato ammonta a 350mila euro, di cui 150mila euro sono riservati agli enti pubblici, mentre i restanti 200mila euro sono destinati ai soggetti privati (sono esclusi gli immobili destinati ad attività d'impresa). L'entità del contributo non potrà superare il 50% della spesa per entrambe le tipologie di impianti. Gli importi massimi dei contributi per i privati sono fissati in 2.000 euro per il "solare termico" e 8.000 per il fotovoltaico; per gli enti pubblici gli importi massimi sono fissati rispettivamente in 12.000 e 30.000 euro.

Similmente, negli appalti pubblici è sempre più frequente la richiesta di qualificazione edilizia con l'integrazione di impianti energetici innovativi, con conseguente premio per le imprese

più forti su questo piano. Non sembra inutile, dunque, il sostegno alle imprese su questo fronte per migliorare la loro competitività. Un esempio di rilievo per il settore in analisi è la legge regionale 21 dicembre 2004, n. 39 della Regione Lombardia, che impatta fortemente sui regolamenti edilizi comunali e pone obiettivi importanti per l'efficienza degli edifici, con una riduzione del 25% dei coefficienti di dispersione termica degli edifici rispetto al vigente D.M. 30/7/1986.

## **2.6.2. Legislazione concorrente: la riforma del titolo V della Costituzione e la Legge Marzano**

### **2.6.2.1. La riforma del Titolo V della Costituzione**

Le leggi Bassanini hanno avviato un processo di riforma amministrativa di recente consolidatosi nella riforma del Titolo V della Costituzione<sup>7</sup>. Essa ha ridisegnato competenze, procedimenti e ruoli nel campo della regolazione energetica, delineando un nuovo sistema di governo la cui ratio risiede in un diverso criterio di distribuzione delle funzioni fra centro e periferia. Tale riforma si inserisce in un contesto nazionale e sovranazionale caratterizzato da processi di liberalizzazione ed integrazione dei mercati dell'elettricità e del gas, la cui finalità risiede nel miglioramento delle condizioni economiche e qualitative di fornitura di servizi di interesse generale attraverso la creazione di un mercato concorrenziale. Quest'ultimo dovrebbe, infatti, contribuire ad un generalizzato abbassamento dei prezzi dei prodotti e servizi energetici.

L'art. 117 della Costituzione, così come modificato dalla L. cost. 18 ottobre 2001 n. 3, limita la competenza dello Stato a materie espressamente riservate mentre le Regioni hanno potestà legislative in tutte le altre. Ai Comuni spettano le funzioni amministrative.

La riforma dell'art. 117, dunque, modifica il ruolo dei diversi attori istituzionali nel settore elettrico, ampliando le competenze regionali con la previsione che diventino materia di legislazione concorrente, la produzione, il trasporto e la distribuzione nazionale dell'energia, salvo che per la determinazione dei principi fondamentali, riservata alla legislazione dello Stato. Ciò significa che la potestà legislativa in queste materie spetta alle Regioni che legiferano nel rispetto dei principi fondamentali fissati dallo Stato. Spettano inoltre allo Stato la tutela della concorrenza e dell'ambiente, la determinazione dei livelli essenziali dei servizi

---

<sup>7</sup> Legge costituzionale 18 ottobre 2001, n. 3, "Modifiche al titolo V della parte seconda della Costituzione" pubblicata nella *Gazzetta Ufficiale* n. 248 del 24 ottobre 2001

di pubblica utilità e la gestione dei rapporti con l'UE. Tale decentramento amministrativo si muove lungo due direttrici distinte. La prima consiste nell'incrementare l'efficacia dell'azione amministrativa a mezzo del trasferimento di competenze dal centro alla periferia, consolidando la capacità di governo degli enti locali che divengono maggiormente competenti nella risoluzione dei problemi che meglio si prestano ad una trattazione diretta a livello locale. La seconda è data dalla necessità di sgravare il centro di eccessive competenze ministeriali, e di semplificare le procedure amministrative, mantenendo però in capo allo Stato compiti di indirizzo e coordinamento indispensabili per il corretto utilizzo della potestà di regolamentazione e la scelta delle modalità di concreta attuazione degli interventi da parte degli enti periferici.

La riforma Titolo V della costituzione del 2001, che ha posto il tema dell'energia nell'ambito della competenza concorrente Stato-Regioni, ha quindi condotto le Regioni in una dimensione che incide profondamente sulle scelte di fondo della politica energetica nazionale.

Il lungo processo, che ha portato le Regioni al controllo della risorsa energetica del proprio territorio<sup>8</sup>, aveva già consentito a queste di:

- orientare le proprie scelte territoriali;
- intervenire non solo nel campo del risparmio energetico e delle fonti rinnovabili, ma anche in quello degli assetti energetici nei settori della produzione, del trasporto e della distribuzione;
- armonizzare nei provvedimenti concreti le diverse politiche;
- inserire gli obiettivi energetici nel quadro dello sviluppo sostenibile (per la riduzione delle emissioni climalteranti questi ultimi sono stati configurati dagli impegni assunti a livello europeo e internazionale, dalla Comunità Europea e dal nostro Paese)

Il protocollo di Torino, firmato il 5 giugno 2001 da tutti i Presidenti delle Regioni, rappresenta la sintesi di tale strategia, e attesta la consapevolezza del ruolo protagonista del sistema delle Regioni e degli Enti locali, nel quadro delle politiche nazionali anche energetiche.

---

<sup>8</sup> Le leggi 9 gennaio 1991, n. 9 e 10, la rilevante riforma introdotta dalla legge 15 marzo 1997, n. 59 e il decreto legislativo 31 marzo 1998, n. 112 sul decentramento delle competenze amministrative dello Stato

### **2.6.2.2. La legge Marzano**

La Legge 23 agosto 2004, n. 239 (legge “Marzano”), recante norme per il “Riordino del settore energetico, nonché delega al Governo per il riassetto delle disposizioni vigenti in materia di energia” è finalizzata alla riforma ed al complessivo riordino del settore dell’energia, sulla base degli orientamenti emersi nel corso dell’indagine conoscitiva svoltasi presso la Commissione Attività Produttive della Camera, e modifica il quadro normativo di riferimento delineato dai decreti legislativi di recepimento delle Direttive comunitarie sull’apertura dei mercati (il D.Lgs. n. 79/1999 per l’energia elettrica ed il D.Lgs. n. 164/2000 per il gas), secondo alcune linee di intervento, quali:

1. la ripartizione delle competenze dello Stato e delle Regioni, in relazione alle modifiche introdotte dalla riforma del Titolo V della Costituzione (L. cost. 18 ottobre 2001, n. 3), con l’indicazione dei principi fondamentali per la legislazione regionale nel settore;
2. il completamento della liberalizzazione dei mercati energetici, al fine di promuovere la concorrenza e ridurre i prezzi;
3. l’incremento dell’efficienza del mercato interno, attraverso procedure di semplificazione e interventi di riorganizzazione del settore;
4. una più incisiva diversificazione delle fonti energetiche, anche a tutela della sicurezza degli approvvigionamenti e dell’ambiente.

Tra le questioni affrontate, spiccano innanzitutto le norme sul rapporto Stato-Regioni e sui poteri dell’Autorità per l’energia elettrica e il gas.

La riforma del Titolo V della Costituzione ha posto l’energia (rectius: produzione, trasporto e distribuzione nazionale dell’energia) tra le materie di legislazione concorrente fra Stato e Regioni, modificando i ruoli ed i compiti dei diversi livelli di governo (art. 117, comma 3, Cost.). In tale ottica, la Legge Marzano si pone l’obiettivo di trovare un punto d’equilibrio tra poteri statali e poteri locali, sotto la spinta della necessità della pianificazione e gestione unitaria del sistema, che presenta esigenze di coordinamento sconosciute ad altri settori industriali: la soluzione prevista dal provvedimento, nel quadro di un più generale (ri)assetto dei poteri amministrativi, consiste nell’elaborazione e definizione in capo allo Stato degli obiettivi e delle linee della politica energetica, nonché i criteri generali per la sua attuazione a livello territoriale.

Come si evince dai commi 7 ed 8, lo Stato, anche avvalendosi dell’Autorità, esercita i compiti e le funzioni amministrative necessari a promuovere il funzionamento unitario dei mercati dell’energia, la non discriminazione nell’accesso alle fonti energetiche e alle relative modalità di fruizione e il riequilibrio territoriale (*a titolo esemplificativo, ne elenchiamo alcuni: determinazioni inerenti importazione e l’esportazione di energia; definizione del quadro di programmazione di settore; determinazione dei criteri generali tecnico-costruttivi e delle norme tecniche essenziali degli impianti di produzione, trasporto, stoccaggio e distribuzione dell’energia, nonché delle caratteristiche tecniche e merceologiche dell’energia importata, prodotta, distribuita e consumata; imposizione e la vigilanza sulle scorte energetiche obbligatorie; identificazione delle linee fondamentali dell’assetto del territorio nazionale con riferimento all’articolazione territoriale delle reti infrastrutturali energetiche dichiarate di interesse nazionale ai sensi delle leggi vigenti; programmazione di grandi reti infrastrutturali energetiche dichiarate di interesse nazionale ai sensi delle leggi vigenti; utilizzazione del pubblico demanio marittimo e di zone del mare territoriale per finalità di approvvigionamento di fonti di energia; determinazioni in materia di rifiuti radioattivi; stipula delle convenzioni per il trasporto dell’energia elettrica sulla rete nazionale; approvazione degli indirizzi di sviluppo della rete di trasmissione nazionale, considerati anche i piani regionali di sviluppo del servizio elettrico; individuazione, di intesa con la Conferenza unificata, della rete nazionale di gasdotti; autorizzazione allo svolgimento delle attività di importazione e vendita del gas ai clienti finali rilasciata sulla base di criteri generali stabiliti, sentita la Conferenza unificata*); in concreto, tale risultato è perseguito mediante la creazione di una cabina di regia – individuata nella Direzione Energia del Ministero, alla quale si riconosce la possibilità di nominare esperti e procedere ad assunzioni nel prossimo triennio, anche in deroga al blocco delle assunzioni previsto dalla Finanziaria 2004 – cui si demanda la definizione degli obiettivi e delle linee della politica energetica nazionale, nonché i criteri generali per la sua attuazione a livello territoriale, in linea con le esigenze di certezza (normativa ed economica) peculiari del mercato dell’energia<sup>4</sup>.

La legge 239/2004 prevede altresì che, attraverso la Struttura sopra menzionata, il Ministero delle attività produttive, al fine di accrescere la sicurezza e l’efficienza del sistema energetico nazionale (mediante interventi per la diversificazione delle fonti e l’uso efficiente dell’energia) realizzi, nel triennio 2004-2006, di concerto con il Ministero dell’ambiente e della tutela del territorio: a) un piano nazionale di educazione e informazione sul risparmio e sull’uso efficiente dell’energia<sup>5</sup>; b) progetti pilota per il risparmio ed il contenimento dei consumi energetici in edifici utilizzati come uffici da pubbliche amministrazioni.

Infine, nella riorganizzazione del mercato dell'energia, la legge 239/04, mira a rafforzare le integrazioni tra i vari organi istituzionali, negli ambiti delle loro specifiche competenze.

Tra i rapporti tra stato e regione si precisa che:

- va assicurata da tutti l'assenza di vincoli, ostacoli o oneri, diretti o indiretti, alla libera circolazione dell'energia all'interno del territorio nazionale e della UE (comma 4, lettera b),
- gli enti devono fissare procedure semplificate, trasparenti e non discriminatorie per il rilascio di autorizzazioni in regime di libero mercato e per la realizzazione delle infrastrutture (comma 4, lettera h);
- sono specificati i compiti e le funzioni amministrative esercitate direttamente dallo Stato (inteso come amministrazione centrale), con particolare riguardo alle infrastrutture energetiche di interesse nazionale (commi 7 ed 8);
- sono introdotte compensazioni ambientali per le Regioni e gli enti locali territorialmente interessati dalla localizzazione di nuove infrastrutture energetiche ovvero dal potenziamento o trasformazione di infrastrutture esistenti (comma 5).

In questo contesto si inserisce l'articolo 12 del DLgs n.387/2003 che introduce un procedimento unico per il rilascio dell'autorizzazione alla costruzione e l'esercizio degli impianti di produzione elettrica alimentati da fonti rinnovabili secondo criteri di razionalizzazione e semplificazione. Secondo il comma 3 dell'articolo 12 l'autorizzazione viene rilasciata dalla regione o altro soggetto istituzionale delegato dalla regione. Questo comma è stato nuovamente modificato con la legge finanziaria 2008 restringendo la possibilità di delega alle sole province.

Particolarmente rilevante è il fatto che avrebbero dovuto essere emanate delle linee guida nazionali per lo svolgimento del nuovo procedimento autorizzativo, linee guida che fino ad oggi non sono state emanate. In questa chiave va letto l'attuale assetto nella articolazione regionale delle autorità competenti alla rilascio dell'autorizzazione per gli impianti di produzione elettrica alimentati da fonti rinnovabili. In particolare emerge in modo sostanzialmente omogeneo per tutte le otto regioni meridionali l'opzione dell'attribuzione alle amministrazioni regionali stesse delle funzioni amministrative per il procedimento autorizzativo. In Veneto il PER è stato adottato dalla Giunta Regionale ma il processo di approvazione non si è ancora concluso (DGR 28/1/2005 n.7)

### **2.6.3. Ripartizione dei compiti istituzionali in materia energetica degli Enti Locali e ruolo della pubblica amministrazione**

La pubblica amministrazione si pone quale soggetto molto importante nell'attuazione degli interventi di miglioramento dell'uso dell'energia, in quanto può assumere molteplici ruoli, oltre a quello di committente e utente finale del servizio di efficienza.

Il settore pubblico è vasto e varie sono le prospettive per interventi di efficienza. Inoltre il settore pubblico, ed in particolare gli enti locali, possono facilmente diventare motore per lo sviluppo di un mercato dell'efficienza perché la pubblica amministrazione si può configurare come:

- Committente ed utente finale del servizio;
- Promotore e garante;
- Erogatore di contributi;
- Investitore.

Queste possibilità sono il risultato del processo di decentramento decisionale e di liberalizzazione sopra illustrato, che ha portato progressivamente a decentralizzare il controllo, ampliando le competenze delle pubbliche amministrazioni locali in ambito energetico.

Per gli enti locali, si comincia ad avere una certa responsabilità decisionale nel campo dell'energia, a partire dalla legge 373/76, a proposito delle dispersioni termiche degli edifici, incaricando le Regioni ad incentivare gli usi efficienti di energia. Dopo la liberalizzazione dei mercati elettrico e del gas, si è assistito ad uno spostamento decisionale delle politiche energetiche verso due direzioni:

- Coordinazione in ambito sopranazionale;
- Devoluzione dei poteri decisionali dai Governi Nazionali verso le autorità locali: Regioni, Province e Comuni.

Un esempio della prima possibilità è l'adesione ai parametri del protocollo di Kyoto, in aderenza alle scelte effettuate dalla UE, come abbiamo già avuto modo di vedere. Successivamente è iniziato il processo di decentramento, avviando una delega di funzioni dal centro alla periferia. In questo modo è stato possibile garantire la massima efficacia locale dell'azione amministrativa, potenziando la capacità di governo delle Regioni, che diventano gli enti più competenti ad affrontare i problemi locali.

Le competenze ministeriali si riducono semplificando le procedure amministrative: al livello centrale si effettuano scelte di indirizzo, coordinamento e controllo dei risultati, mentre a livello locale è destinata la regolamentazione delle procedure e delle modalità di concreta attuazione degli interventi.

Agli enti locali sono delegate le funzioni in materia di controllo sul risparmio energetico e sull'uso razionale dell'energia, oltre alle funzioni previste dalla legislazione regionale. Inoltre devono preparare ed avviare programmi di promozione delle fonti rinnovabili e del risparmio energetico, fornire le autorizzazioni relative ad installazioni ed esercizio degli impianti di produzione energetica e verificare il rendimento degli impianti termici.

I diversi soggetti locali si ripartiscono in maniera diversa tali compiti.

Per quanto riguarda le *Regioni*, devono assolvere le funzioni di:

- Redazione di piani relativi all'uso delle fonti rinnovabili dell'energia
- Funzioni amministrative relative alle fonti rinnovabili, all'elettricità, al petrolio ed al gas (art. 30 D.Lgs. 112/98).
- Certificazione energetica degli edifici (intesa Stato–Regione art. 30 L. 10/91, art. 30 D.Lgs. 112/98); che sarà resa obbligatoria anche dalla Direttiva Europea “*Energy Performance of Buildings*”;
- Concessione di contributi ed incentivi per lo sviluppo delle fonti rinnovabili e per il contenimento dei consumi energetici in settori diversi.

In particolare:

- contributi in conto capitale a sostegno dell'utilizzo delle fonti rinnovabili di energia nell'edilizia (L. 10/91, art. 8);
- richiesta di fondi finanziari da inoltrare al Ministero delle Attività Produttive a fronte di progetti energetici e verifiche, anche a campione, dei risultati conseguiti dalle iniziative finanziate (L. 10/91 art. 9);
- contributi per il contenimento dei consumi energetici nel settore industriale, artigianale e terziario (L. 10/91 art. 10);
- contributi in conto capitale per studi di fattibilità tecnico economica per progetti esecutivi di impianti civili, industriali, di produzione, recupero, trasporto e distribuzione dell'energia (cogenerazione, rinnovabili, efficienza energetica) (L. 10/91 art. 11);

- contributi in conto capitale per la progettazione e realizzazione di impianti con caratteristiche innovative (rinnovabili, basso consumo energetico, nuove tecnologie di produzione) (L. 10/91 art. 12);
- incentivi alla produzione di energia da fonti rinnovabili nel settore agricolo (L. 10/91 art. 13);
- contributi per la riattivazione e la costruzione di nuovi impianti per la produzione di energia attraverso derivazioni di acqua (L. 10/91 art. 14);
- emanazione, ai sensi dell'art. 17 della Costituzione, di norme per l'attuazione della L. 10/91;
- assegnazione di almeno una quota dell'1% della disponibilità del bilancio per far fronte alle esigenze derivanti dall'applicazione della L. 10/91 (D.Lgs. 112/98 art. 30);
- funzioni di coordinamento dei compiti attribuiti alle Province ed ai Comuni per l'attuazione del Decreto del Presidente della Repubblica n. 412/93 (D.Lgs. 112/98 art. 30).

La riforma Titolo V della costituzione del 2001, ha posto il tema dell'energia nell'ambito della competenza concorrente Stato-Regioni, con la previsione che diventino materia di legislazione concorrente la produzione, il trasporto e la distribuzione nazionale dell'energia, salvo che per la determinazione dei principi fondamentali, riservata alla legislazione dello Stato.

Confermata dalla legge “anti blackout” (legge 290/2003) e dalla legge Marzano 239/2004, la competenza statale per gli impianti con potenza superiore ai 300 MW si è consolidata anche attraverso la verifica di ottemperanza del progetto definitivo al progetto preliminare ed ha lasciato lo spazio per l'espandersi delle competenze regionali in materia di fonti rinnovabili di cui al DLgs 387/03: spetta alle Regioni la competenza autorizzativa per costruzione, esercizio, modifica, potenziamento di impianti alimentati a FER e relative opere ed infrastrutture connesse, seguendo i criteri di semplificazione dell'art. 12 dello stesso DLgs 387/03 [autorizzazione unica, procedimento per conferenza di servizi convocata entro 30 giorni dalla presentazione della domanda di autorizzazione, valutazione anche degli aspetti ambientali (VIA, rifiuti, emissioni in atmosfera, scarichi, odori, rumori, ecc.) ed aspetti paesaggistici e storico-artistici, conclusione del procedimento entro massimo 180 giorni, qualificazione delle opere autorizzate come opere di pubblica utilità, indifferibili ed urgenti, efficacia dell'autorizzazione quale titolo a costruire ed esercire l'impianto].

Nel definire e disciplinare il procedimento autorizzativo, le Regioni hanno la possibilità di prevedere provvedimenti alternativi e ulteriormente semplificati (es. denuncia di inizio attività) per gli impianti di fonti rinnovabili alimentati da fonti programmabili (biomasse, fonte idraulica e impianti ibridi) e quelli alimentati da fonti non programmabili, mentre, per gli impianti di fonti rinnovabili programmabili (sempre biomasse, fonte idraulica e impianti ibridi) possono ammettere la localizzazione anche in zone classificate agricole dai piani urbanistici.

Gli impianti di produzione di energia elettrica con potenza complessiva inferiore ai 3 MW termici, alimentati a gas da discarica o gas residuati da processi di depurazione e biogas ubicati all'interno di impianti di smaltimento rifiuti, sono considerati per norma statale impianti ad inquinamento atmosferico poco significativo, con conseguenze esonero dall'obbligo di autorizzazione alle emissioni in atmosfera ed applicazione delle sole norme in materia di impianti di recupero dei rifiuti: considerate le competenze regionali (e locali) nei controlli preventivi sulle attività di trattamento dei rifiuti e nella pianificazione della gestione dei rifiuti, la norma statale assicura un ulteriore margine all'intervento regionale, di forte connessione con le scelte di politica ambientale sul territorio. (fine veneto agricoltura)

Infine, la legge 23 agosto 2004, n. 39 (legge "Marzano"), prevede all'Art.1, comma 5, che "Le regioni e gli enti locali territorialmente interessati dalla localizzazione di nuove infrastrutture energetiche ovvero dal potenziamento o trasformazione di infrastrutture esistenti hanno diritto di stipulare accordi con i soggetti proponenti che individuino misure di compensazione e riequilibrio ambientale, coerenti con gli obiettivi generali di politica energetica nazionale, fatto salvo quanto previsto dall'articolo 12 del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387 e all'art.1, comma 6, che "Le regioni determinano con proprie leggi, ai sensi dell'articolo 118 della Costituzione, l'attribuzione dei compiti e delle funzioni amministrativi non previsti dal comma 7<sup>9</sup>, ferme le funzioni fondamentali dei comuni, delle province e delle città metropolitane previste dal testo unico delle leggi sull'ordinamento degli enti locali, di cui al decreto legislativo 18 agosto 2000, n. 267".

Le *Province* devono garantire:

- Funzioni amministrative in materia di controllo sul risparmio energetico, l'uso razionale dell'energia e le altre funzioni previste dalla legislazione regionale:

---

<sup>9</sup> L'art.1, comma 7, della legge Marzano elenca i compiti e le funzioni amministrative esercitati dallo Stato, anche avvalendosi dell'Autorità per l'Energia elettrica e il gas

- redazione e adozione dei programmi di intervento per la promozione delle fonti rinnovabili e del risparmio energetico (D.Lgs. 112/98 art. 31);
- procedure di autorizzazione all'installazione ed all'esercizio degli impianti di produzione di energia (D.Lgs. 112/98 art 31);
- verifiche e controlli, con cadenza almeno biennale, sul rendimento energetico degli impianti termici presenti nel territorio dei Comuni con popolazione inferiore ai 40.000 abitanti (L. 10/91, DPR 412/93, DPR 551/99, D.Lgs. 112/98);
- contributi in conto capitale concessi alle Province per la progettazione e realizzazione di impianti con caratteristiche innovative (rinnovabili, basso consumo energetico, nuove tecnologie di produzione) (L. 10/91 art. 12);
- le Province che, nell'anno precedente, hanno avuto un consumo di energia superiore alle 1.000 tep, devono nominare e comunicare al Ministero delle Attività Produttive, il nominativo del tecnico responsabile per la conservazione e l'uso razionale dell'energia (*Energy Manager*).

Ai *Comuni* sono delegate:

- Funzioni amministrative in materia di controllo sul risparmio energetico, l'uso razionale dell'energia e le altre funzioni previste dalla legislazione regionale:
  - funzioni amministrative connesse alla certificazione energetica degli edifici (L. 10/91 art. 20). Tali funzioni sono ribadite, per il Veneto, dall'art. 43 "Funzioni dei Comuni", della Legge 13 Aprile 2001, n. 11;
  - valutazione delle relazioni tecniche, presentate dal proprietario dell'edificio, o da chi ne ha titolo, ai fini della rispondenza alle prescrizioni di Legge in materia di contenimento dei consumi energetici (L. 10/91 art. 18);
  - procedure per il controllo dell'osservanza delle norme sul risparmio dell'energia e avvio, in caso di inosservanza e difformità del progetto, della procedura di sospensione dei lavori o alla prescrizione delle modifiche necessarie per adeguare l'edificio alle caratteristiche previste dalla Legge (L. 10/91 art. 33 e art. 35);

tali competenze sono regolate dagli art. 117 e 118 della costituzione individuando una ripartizione sommaria delle funzioni amministrative tra Stato, Regioni ed Enti locali.

L'art. 118 attribuisce ai Comuni le funzioni amministrative “salvo che, per assicurarne l'esercizio unitario, siano conferite a Province, Città metropolitane, Regioni e Stato, sulla base dei principi di sussidiarietà, differenziazione ed adeguatezza”.

Le materie di legislazione concorrente tra Stato e Regioni sono la “produzione, il trasporto e la distribuzione nazionale dell'energia”, il “governo del territorio”, la “ricerca scientifica e tecnologica e sostegno all'innovazione per i settori produttivi” e la “valorizzazione dei beni culturali e ambientali”.

Nelle materie di legislazione concorrente spetta alle Regioni la potestà legislativa, tranne che per la determinazione dei principi fondamentali, riservata alla legislazione statale. C'è esclusiva legislazione statale per tutto ciò che riguarda la “tutela dell'ambiente, dell'ecosistema e dei beni culturali”, la “tutela della concorrenza”, la “tutela dei livelli essenziali delle prestazioni concernenti i diritti civili e sociali”. “Spetta alle Regioni la potestà legislativa in riferimento ad ogni materia non espressamente riservata alla legislazione dello Stato”.

I due decreti del 24 Aprile 2001, reiterati poi nell'Ottobre 2004 sull'“Individuazione degli obiettivi quantitativi nazionali di risparmio energetico e sviluppo delle fonti rinnovabili” e sull'“individuazione degli obiettivi quantitativi per l'incremento dell'efficienza energetica negli usi finali di energia”, introducono delle novità interessanti nel panorama energetico italiano, coinvolgendo direttamente anche la pubblica amministrazione. Prima di tutto individuano degli obblighi per i distributori di gas ed energia elettrica a realizzare interventi per aumentare il risparmio ed in generale l'efficienza energetica presso gli utenti finali. Alcuni di questi possibili interventi sono analizzati singolarmente negli allegati A e B dei decreti, fornendo un quadro generale dei possibili campi di intervento per il risparmio e l'efficienza. Per raggiungere i medesimi fini, e per incentivare lo sviluppo dell'energia rinnovabile, vengono anche fissate delle competenze per le Regioni e le Province Autonome, quali:

- fissare chiari obiettivi regionali;
- prevedere tipologie di intervento aggiuntive rispetto a quelle indicate nell'Allegato A e B dei decreti ministeriali;
- coordinare le azioni in ambito regionale;
- contribuire al raggiungimento degli obiettivi, anche con risorse proprie attraverso procedure di gara;

- coordinare ed integrare i procedimenti amministrativi;
- effettuare verifiche volte ad accertare il conseguimento degli obiettivi previsti nei provvedimenti di programmazione territoriale.

Le imprese di distribuzione soggette agli obblighi imposti dai Decreti, devono formulare il piano annuale delle iniziative per raggiungere degli obiettivi specifici assegnati, tenendo conto degli indirizzi di programmazione energetico ambientale regionale e locale.

Le regioni interessate possono a loro volta stipulare con le imprese di distribuzione accordi specifici.

Si parla di contratti volontari finalizzati agli obiettivi di risparmio e di diffusione delle fonti alternative fissati dagli atti di programmazione regionale, ed è prevista anche una partecipazione con risorse private attraverso procedure di gara.

Con il supporto di queste riforme, gli enti locali si sono dotati in questi anni di strumenti di indirizzo, incentivazione e governo dell'energia nel suo complesso, per esempio con la ridefinizione di regolamenti edilizi, o la predisposizione di interventi in efficienza energetica.

In realtà non si è ancora sviluppato in maniera adeguata il processo di coordinamento tra gli atti di governo nazionali e gli atti di governo regionali e locali.

Le province e comuni inoltre, in generale denotano ancora una stato di arretratezza rispetto al ruolo che dovrebbero svolgere in campo energetico (solo il 28% dei Comuni ha predisposto un Piano Energetico), anche se negli ultimi anni si è riscontrato un maggior interesse legato al coinvolgimento nel processo di Agenda 21<sup>10</sup> locale.

Da questo breve quadro legislativo si capisce come gli enti locali abbiano le potenzialità necessarie per poter svolgere un adeguato ruolo di supporto e di attuazione a livello locale delle politiche energetiche.

Purtroppo con le sole forze della libera concorrenza, non si riescono a superare le barriere del mercato energetico, che sono comunque legate alla non perfetta aderenza dei prezzi energetici ai costi.

---

<sup>10</sup> L'Agenda 21 o Dichiarazione di Rio è il documento riferito allo sviluppo sostenibile globale nel 21° secolo, approvato nel 1992 a Rio de Janeiro durante la Conferenza delle Nazioni Unite su Ambiente e Sviluppo. Affronta temi che vanno dalla demografia al commercio, dal trasferimento delle tecnologie alle istituzioni internazionali, dallo sviluppo rurale agli oceani, etc., indicando per ciascuno di essi le linee d'azioni che, sebbene non vincolanti sul piano legale, riflettono il consenso sostanziale dei 173 Paesi che hanno partecipato al Summit di Rio.

Le azioni di uso efficiente dell'energia sono spesso ostacolate anche quando dotate di un adeguato rendimento economico.

Gli ostacoli maggiori, congeniti al mercato energetico, alla diffusione dei programmi di efficienza energetica sono:

- informazione imperfetta sulle modalità di risparmio;
- alti costi di transazione per i consumatori non professionisti nel campo dell'energia;
- contrasto tra utilizzatore e proprietario degli impianti;
- il mancato computo delle esternalità;
- ruoli istituzionali rigidi assegnati dalle aziende energetiche.

A causa di questi ostacoli, che distorcono la percezione dei vantaggi raggiungibili dagli interventi di miglioramento dell'efficienza energetica e di risparmio energetico, sarebbe opportuno un intervento deciso dei governi, anche nell'ambito di un mercato liberalizzato come quello energetico.

Compito dei governi locali è quindi quello di creare le condizioni di opportunità per gli aspetti legislativi, autorizzativi, gestionali e finanziari all'interno delle regole del mercato, in modo da ottenere:

- maggiore efficienza economica liberalizzando la produzione;
- sicurezza degli approvvigionamenti;
- efficienza dell'utilizzo finale;
- dello sfruttamento delle fonti rinnovabili;
- ricerca e sviluppo nei settori energetici.

#### **2.6.4. La riforma Bassanini e il ruolo degli Enti Locali nel Veneto**

L'attuazione del processo di decentramento amministrativo avviato dallo Stato con la Legge Bassanini e con i Decreti Legislativi attuativi, in particolare con il Decreto Legislativo 31 marzo 1998, n. 112 (cd Riforma Bassanini) ha introdotto mutamenti di significativa importanza nell'intero sistema delle autonomie del Veneto. Con l'attuazione del decentramento, la Regione del Veneto ha voluto realizzare un rilevante e progressivo mutamento istituzionale, dando vita, negli ultimi anni, ad una profonda e significativa riforma

dell'attività amministrativa e ad una ridefinizione dei ruoli spettanti ai diversi livelli di governo del Veneto.

Per dare piena esecuzione al processo di cambiamento, la Regione del Veneto è intervenuta con numerosi provvedimenti normativi ed amministrativi, anche di notevole rilevanza, tutti orientati a realizzare una strategia complessa, articolata secondo diverse linee di azione. In particolare:

- con le leggi regionali di attuazione della Riforma Bassanini è stato disciplinato il conferimento di un complesso rilevante di funzioni amministrative alle Autonomie Locali e Funzionali;
- agli Enti destinatari di nuove funzioni sono state trasferite le risorse umane, finanziarie e strumentali necessarie per poter adeguatamente esercitare le funzioni conferite;
- è stato potenziato e valorizzato il ruolo delle sedi di concertazione istituzionale, ed in particolare della Conferenza Permanente Regione - Autonomie Locali;
- sono state poste le basi per riconoscere la specificità di alcuni territori, in particolare della Provincia di Belluno;
- per coordinare i processi regionali volti alla gestione di funzioni e risorse trasferite dallo Stato alla Regione ed al trasferimento di funzioni e risorse dalla Regione agli Enti Locali la Giunta Regionale ha nominato un Commissario Straordinario per il decentramento;
- il Consiglio Regionale, nella seduta del 29 luglio 2005, ha istituito, tra le cinque Commissioni speciali volte allo studio di temi di particolare rilievo che affiancheranno le sette Commissioni permanenti dell'VIII legislatura, la Commissione Speciale per la devoluzione amministrativa, il federalismo fiscale e l'autonomia montana.

La strategia seguita per l'attuazione del decentramento si è quindi basata su:

- conferimento con legge regionale delle funzioni amministrative;
- trasferimento delle relative risorse umane, finanziarie e strumentali;
- potenziamento delle sedi di concertazione e collaborazione tra enti;
- riconoscimento delle specificità territoriali;
- nomina di un Commissario Straordinario per il decentramento;
- istituzione di una Commissione Consiliare Speciale.

La Regione ha provveduto a dare attuazione al decentramento innanzitutto mediante l'approvazione delle leggi di conferimento delle funzioni agli altri Enti vicini al territorio. Nel periodo 1998-2001, durante la prima fase di attuazione della Riforma, la Regione del Veneto ha approvato alcune leggi regionali relative a specifici settori, ripartendo tra Regione e altri Enti le funzioni e i compiti amministrativi conferiti dallo Stato con i decreti legislativi diversi dal D.Lgs. n. 112/1998, ma attuativi della legge n. 59/1997.

Nei primi mesi del 2001 la Regione ha approvato la più rilevante legge regionale relativa al decentramento amministrativo, la legge regionale 13 aprile 2001, n. 11, di attuazione del D.Lgs. 112/1998. Si tratta di una legge organica con cui sono state ripartite, settore per settore, le competenze tra la Regione e le Autonomie Locali, conferendo a queste ultime - secondo le rispettive dimensioni territoriali, associative ed organizzative - tutte le funzioni non attinenti ad esigenze unitarie per la collettività e il territorio regionale. I Comuni, le Comunità Montane e le Province sono così divenuti i principali erogatori di servizi e funzioni, mentre la Regione ha assunto il ruolo di soggetto primario di programmazione, pianificazione e indirizzo, al fine di indirizzare ed orientare l'azione dei soggetti operanti sul territorio, mediante un'efficace attività di *governance* volta a favorire lo sviluppo sociale ed economico del Veneto.

In particolare al Titolo II, Capo VIII, artt. 42, 43 e 44, relativi alle funzioni di regione, provincia e comuni in materia energetica, si legge:

***Art. 42 - Funzioni della Regione.***

1. Nell'ambito delle funzioni relative alla materia energia, come definite dall'articolo 28 del decreto legislativo n. 112/1998 la Regione promuove e incentiva la riduzione dei consumi energetici e l'utilizzo delle fonti rinnovabili di energia.

2. Salvo quanto disposto dagli articoli 43 e 44, la Giunta regionale esercita le funzioni amministrative in materia di energia di cui all'articolo 30, commi 1, 2 e 5 del decreto legislativo n. 112/1998, con riferimento alla concessione di contributi ed incentivi relativi a:

- a) contenimento dei consumi energetici nei settori industriale, artigianale e terziario;
- b) risparmio di energia ed utilizzazione di fonti rinnovabili di energia o assimilate;
- c) progetti dimostrativi;
- d) incentivi alla produzione di energia da fonti rinnovabili di energia nel settore agricolo;
- e) riattivazione o costruzione o potenziamento di nuovi impianti idroelettrici.

2 bis. Fino all'approvazione del Piano energetico regionale di cui all'articolo 5 della legge 9 gennaio 1991, n. 10 la Giunta regionale esercita le funzioni di cui all'articolo 44, comma 2, lettera b). (13)

***Art. 43 - Funzioni dei Comuni.***

1. Sono delegati ai comuni le funzioni e i compiti in materia di certificazione energetica degli edifici di cui all'articolo 30 della legge 9 gennaio 1991, n. 10 "Norme per l'attuazione del Piano energetico nazionale in materia di uso razionale dell'energia, di risparmio energetico e di sviluppo delle fonti rinnovabili di energia" e per i comuni con popolazione superiore ai 30.000 abitanti anche il controllo sul rendimento energetico degli impianti termici.

***Art. 44 - Funzioni delle Province.***

1. Sono sub-delegate alle province le funzioni relative alla concessione ed erogazione dei contributi in conto capitale a sostegno dell'utilizzo delle fonti rinnovabili di energia nell'edilizia, di cui all'articolo 8 della legge n. 10/1991.
2. Le province esercitano inoltre, nell'ambito delle linee di indirizzo e di coordinamento previste dai piani energetici regionali, le funzioni di cui all'articolo 31, comma 2, del decreto legislativo n. 112/1998, relative:
  - a) alla redazione e adozione dei programmi di intervento per la promozione delle fonti rinnovabili e del risparmio energetico;
  - b) all'autorizzazione all'installazione ed all'esercizio degli impianti di produzione di energia, inferiori a 300 MW, salvo quelli che producono energia da rifiuti ai sensi del decreto legislativo 5 febbraio 1997, n. 22 "Attuazione delle Direttive 91/156/CEE sui rifiuti, 91/689/CEE sui rifiuti pericolosi e 94/62/CE sugli imballaggi e sui rifiuti di imballaggio" per i quali la competenza al rilascio delle autorizzazioni relative alla costruzione, installazione ed esercizio resta disciplinata dall'articolo 4, comma 1, lettera f), numero 2 e dall'articolo 6, comma 1, lettera c) della legge regionale 21 gennaio 2000, n. 3 ; in tal caso, il provvedimento che approva il progetto ed autorizza la costruzione dell'impianto costituisce anche autorizzazione alla produzione di energia;
  - c) al controllo sul rendimento energetico degli impianti termici nei comuni con popolazione inferiore ai 30.000 abitanti.



### **3. LIBERALIZZAZIONE DEL SETTORE ELETTRICO IN ITALIA E OBIETTIVI AMBIENTALI**

Il rinnovamento sul piano della proprietà, della struttura e delle regole di funzionamento che caratterizza il settore energetico in questi anni è stato senza dubbio guidato dall'iniziativa assunta dall'Unione Europea. Più che di un passaggio tra due regimi si tratta di un processo di cambiamento partito alla metà degli anni '90, con aspetti complessi che richiedono una concertazione meditata tra le diverse posizioni al fine di arrivare alla creazione di un mercato unico dell'energia in Europa.

La ricerca dell'efficienza tramite la liberalizzazione ha coinciso temporalmente con l'inasprirsi dei vincoli di tipo ambientale, aumentando la complessità dei problemi da risolvere nella fase di transizione verso il nuovo regime regolatorio. Anche su questo l'Unione Europea ha giocato un ruolo importante di mediazione tra le posizioni nazionali.

Si delinea di seguito il quadro normativo della liberalizzazione del mercato dell'energia elettrica in Italia al fine di comprendere la spinta che da questo è derivata per lo sviluppo del settore delle fonti rinnovabili di energia nel nostro Paese.

#### ***3.1. Il quadro normativo della liberalizzazione del mercato dell'energia in Italia***

Il settore energetico nazionale ha attraversato negli ultimi anni un periodo di estrema dinamicità e di intenso cambiamento. La liberalizzazione del mercato elettrico è iniziata con l'entrata in vigore del Decreto legislativo n° 79 del 1999 (Decreto Bersani, GU n. 75 del 31 Marzo 1999), che ha rivoluzionato l'assetto del settore fino ad allora caratterizzato da un unico grande operatore nazionale (Enel) e da alcune aziende di dimensione locale. Con tale decreto, le attività di produzione, importazione ed esportazione, acquisto e vendita di energia elettrica, sono state liberalizzate riservando allo stato la gestione di quelle attività considerate di pubblico interesse come la trasmissione e il dispacciamento. Si riportano di seguito i principali passi verso la liberalizzazione completata in Italia nel luglio 2007 con l'apertura del mercato per tutti gli utenti finali.

### ***Decreto Legge 79/99 (Decreto Bersani)***

Il primo atto governativo che ha determinato la nascita del mercato libero dell'energia in Italia è stato il D.L. 79/99 che, nel recepire la Direttiva 96/92/CE del 19/12/96, ha liberalizzato le attività di produzione, importazione, esportazione, acquisto e vendita di energia elettrica. Il D.L. 79/99:

- □ha introdotto il regime di Libero Mercato per le attività di Produzione, Importazione, Esportazione, Acquisto e Vendita dell'Energia Elettrica;
- □ha introdotto il regime di Monopolio per la gestione delle attività di Trasmissione e Dispacciamento tramite la Concessione al GRTN;
- □ha introdotto il regime di Concessione Territoriale per le attività di Distribuzione;
- □ha determinato la costituzione, da parte del GRTN, di una società per azioni: "L'Acquirente unico (AU)" con il compito di garantire ai clienti vincolati la disponibilità di energia elettrica ad un "prezzo standard – unico nazionale" attraverso la stipula di contratti bilaterali con i produttori o attraverso l'acquisto alla borsa dell'energia;
- □ha determinato la costituzione, da parte del GRTN, di una società per azioni: "Il Gestore del mercato (GME)" cui spetta l'organizzazione del mercato dell'energia elettrica - basato sul sistema dei contratti bilaterali e su di una borsa dell'energia elettrica – secondo criteri di neutralità, trasparenza, obiettività e di concorrenza tra produttori;
- □ha fissato un limite alla quota di energia prodotta o importata in Italia da una singola azienda (il 50% della totale energia);
- □ha determinato la nascita dei "Clienti Idonei", ovvero di quei Clienti che, per effetto del decreto, hanno la possibilità di stipulare contratti di fornitura con qualsiasi produttore, distributore o grossista sia in Italia che all'estero;

### ***Il Decreto Della Presidenza del Consiglio dei Ministri (Decreto D'Alema) del 29 luglio 1999***

Con questo Decreto, al fine di limitare il ruolo dominante dell'ENEL sul fronte dell'offerta, sono state costituite tre società di generazione (Elettrogen, Interpower, Eurogen), scorporando parte degli asset di produzione dell'ENEL, per una successiva vendita. Elettrogen è stata acquistata da Endesa, divenendo successivamente Endesa Italia; Interpower è stata acquistata da Electrabel e Acea, divenendo Tirreno Power; Eurogen è stata acquistata da Edison unitamente ad altri Azionisti, divenendo successivamente Edipower.

***Legge di riordino del settore energetico 23 agosto 2004 n° 239, legge “Marzano”***

La Legge 239/04, n. 239 "Riordino del settore energetico, nonché delega al Governo per il riassetto delle disposizioni vigenti in materia di energia", pubblicata nella *Gazzetta Ufficiale* n. 215 del 13 settembre 2004, cosiddetta legge “Marzano”, già descritta nel dettaglio nel paragrafo 2.6.2., prevedeva, inter alia, i seguenti punti:

1. completa liberalizzazione del mercato dell'energia elettrica e del gas;
2. incremento dell'efficienza del mercato dell'energia;
3. definizione delle competenze dello Stato e delle Regioni in materia di energia.

Con riferimento al punto 1, la Legge prevedeva che a partire dal 1° luglio 2004 fosse Cliente Idoneo, ogni Cliente finale non domestico; a decorrere dal 1° luglio 2007 fosse cliente idoneo, ogni cliente finale. Con riferimento al punto 2, la Legge prevedeva una serie di norme per favorire la diversificazione delle fonti energetiche, anche a tutela della sicurezza e dell'ambiente. Infine, al punto 3, la Legge definiva le competenze dello Stato e delle Regioni in materia di produzione, trasporto e distribuzione di energia elettrica.

***Decreto della Presidenza del Consiglio dei Ministri del 12 maggio 2004 sulla riunificazione proprietà-gestione della Rete Elettrica***

Con questo Decreto viene riunificata la proprietà della Rete Elettrica Nazionale con le competenze sulla sua gestione, dando luogo alla costituzione di una nuova società composta dalla ex Terna dell'ENEL e dal ramo d'azienda del Gestore Nazionale della rete, relativo al dispacciamento. La nuova società, la cui nascita formale è prevista nel mese di novembre 2006, sarà indipendente dall'ENEL che, come altri operatori del Settore, potrà detenere al massimo il 5% del pacchetto azionario. In concreto la Rete di trasmissione sarà gestita in modo indipendente da qualsiasi operatore ma, al contempo, sarà privatizzata pur garantendo un nucleo azionario di controllo pubblico.

***3.2. La liberalizzazione del settore elettrico e le fonti rinnovabili di energia***

La liberalizzazione del settore elettrico in Italia, avviata con il decreto Bersani del 1999, è stata resa possibile dall'allargamento del settore delle FER che si è avuto soprattutto grazie all'interesse stimolato dai provvedimenti che hanno fatto seguito alla legge 9/91 e, in

particolare, dal provvedimento CIP 6/92<sup>11</sup>, che ha istituito un meccanismo di incentivazione di tipo “feed-in” alla generazione elettrica da FER. Mentre è vero che la liberalizzazione del settore elettrico in Italia ha creato le condizioni perché vi fosse la possibilità di investire per i nuovi operatori, è vero anche che sono stati i nuovi operatori del settore delle rinnovabili, la cui nascita è stata supportata dal CIP 6/92, a creare le condizioni perché la liberalizzazione fosse un successo per lo sviluppo del settore.

La liberalizzare ha creato le condizioni perché potessero concretizzarsi le iniziative di imprese di minori dimensioni che quando vigeva il monopolio non potevano esistere. Mentre la grande industria elettrica non ha mai percorso, nè sembra essere interessata a percorrere, senza prima avere attraversato profonde trasformazioni, soluzioni tecnologiche di piccola scala, con la liberalizzazione del settore elettrico sono fiorite iniziative industriali con generazione distribuita, microgenerazione, fonti rinnovabili, tecnologie per il risparmio energetico, idrogeno. In qualche modo, il settore delle fonti rinnovabili ha aperto la strada ad un nuovo paradigma organizzativo, con scala di investimento ridotta e una maggior apertura ad investitori privati, interessati all’innovazione tecnologica ed ambientale. Questi investimenti nel corso degli anni ’90 hanno contribuito in modo importante a scalfire le posizioni monopolistiche delle imprese elettriche nazionali costituite nella metà del secolo scorso, avviando nuovi modelli organizzativi che sono in corso di consolidamento.

Il nuovo assetto di regolamentazione del settore energetico richiede da parte dei decisori pubblici nuove risposte alle sfide della sostenibilità e dell’efficienza, soprattutto in ambito locale. I modelli di governo di settore del passato sono inadeguati; è necessaria una spinta innovativa da parte dei decisori pubblici per mettere in atto gli investimenti che possono portare ad uno sviluppo sostenibile dell’offerta di energia, nella consapevolezza che la sostituzione di costi correnti per i combustibili con investimenti in conto capitale è premiante.

L’industria italiana si sta muovendo verso le nuove opportunità offerte da tali investimenti, con la nascita di nuove imprese sia nella parte di fornitura di tecnologia, sia nella costruzione ed esercizio degli impianti. Ma è necessario un quadro stabile e credibile, senza il quale nessun imprenditore serio si impegna con determinazione.

---

<sup>11</sup> 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. (Provvedimento n. 6/1992).

#### **4. GLI OBIETTIVI AL 2020 PER L'ITALIA IN TEMA DI FONTI RINNOVABILI, EFFICIENZA ENERGETICA E RIDUZIONE DELLE EMISSIONI DI CO<sub>2</sub> IN ATMOSFERA**

Nel gennaio 2008 la Commissione Europea, in risposta alla decisione del Consiglio dell'8-9 marzo 2007, ha presentato un pacchetto legislativo avente tra l'altro l'obiettivo di rafforzare la sostenibilità ambientale dell'economia europea (si veda paragrafo 1.2.6).

La Commissione ha proposto quindi una Direttiva sulle FER con obiettivi nazionali legalmente vincolanti per ciascuno degli Stati Membri. I settori coinvolti nelle rinnovabili sono: elettricità, riscaldamento, raffrescamento e trasporti (si veda paragrafo 1.2.7)

Si delinano di seguito le criticità per il raggiungimento degli obiettivi di penetrazione delle fonti rinnovabili, riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub> in atmosfera e miglioramento dell'efficienza energetica sanciti a livello europeo e in parte recepiti dall'Italia, con il Position Paper sulla penetrazione delle fonti rinnovabili (si veda paragrafo 2.4) e il Piano italiano per l'efficienza energetica (si veda paragrafo 2.3).

In termini di penetrazione delle FER, che attualmente corrispondono solo all'8,5% del consumo finale di energia nell'UE, l'obiettivo complessivo del 20% da raggiungere per l'Unione Europea è molto impegnativo. Agli Stati membri è lasciata facoltà di decidere su quali settori intervenire e quindi i piani di azione nazionali preciseranno il modo in cui ciascuno Stato Membro intende conseguire i propri obiettivi. Per l'Italia è stato proposto un obiettivo, legalmente vincolante, pari a una quota del 17% di fonti rinnovabili nella domanda finale di energia nel 2020. Sarà dunque necessario un aumento dell'11,5% entro il 2020, cioè in 13 anni.

*"Purché l'obiettivo complessivo a livello europeo sia raggiunto, agli Stati membri è concesso di offrire il proprio contributo allo sforzo europeo sulle rinnovabili - dice la Commissione - non necessariamente all'interno dei propri confini".* Ciò, afferma Bruxelles, *"sposterà gli investimenti dove le rinnovabili si possano produrre con maggiore efficienza, cosa che potrebbe tagliare i costi necessari per il raggiungimento dell'obiettivo di ben 1,8 miliardi di euro".*

In Italia, alla data di Dicembre 2008 non è stato ancora fatto nulla in merito a quanto sopra, in particolare, il Position Paper sulla penetrazione delle fonti rinnovabili contiene tuttavia alcuni elementi di approssimazione tra cui:

- Non si fa riferimento ad un obiettivo nazionale di lungo periodo che guidi le scelte operative;
- Non si giustificano le quantità ipotizzate al 2020 per ciascuna fonte, nè si accenna ad un principio economico di minimizzazione dei costi;
- Non si affronta il tema spinoso della interazione tra obiettivi di efficienza, riduzione delle emissioni, sviluppo delle fonti rinnovabili;
- Non si è proceduto ad una preventiva ripartizione dell'onere nazionale tra le regioni, soggetti titolari di molte delle competenze per gli investimenti, nè sono stati responsabilizzati i soggetti attuatori;
- Non si è messo a punto un inventario dettagliato delle fonti utilizzate per definire una strategia ed un riferimento per la contrattazione internazionale;
- Non si sono stimati gli investimenti richiesti;
- Non si da un respiro industriale alle misure proposte.

#### ***4.1. Considerazioni economiche per l'Italia sugli obiettivi al 2020 in tema di fonti rinnovabili ed efficienza energetica***

Per apprezzare i potenziali benefici della decisione europea di forzare le scelte nazionali in termini di fonti di approvvigionamento energetico è necessario accettare un'ottica di lungo periodo nella definizione delle strategie di investimento: solo in tale prospettiva si possono comprendere le ricadute positive in termini di occupazione, innovazione, nuova imprenditorialità che tale sfida può concretizzare. Valorizzare in termini economici i benefici di un cambio deciso delle politiche di investimento nel settore energetico non è facile perché molti fattori non sono quantificabili, ma tentare di darvi un peso è determinante per disegnare una strategia su scala nazionale che sia coerente e vantaggiosa.

Sostituire costi operativi dovuti all'utilizzo di combustibili fossili con costi di investimento in nuovi impianti porta una serie di vantaggi concreti: minore volatilità dei costi futuri di approvvigionamento, sicurezza sulla disponibilità futura di energia primaria, maggiore indipendenza energetica e diversificazione delle fonti, minor impatto sull'ambiente, sostituzione di capitale con lavoro. Un confronto completo tra gli scenari futuri possibili non può rinunciare a valorizzare tali fattori, a costo di ricorrere a delle approssimazioni.

Si riportano di seguito alcuni elementi di valutazione dei costi per l'Italia del raggiungimento degli obiettivi di penetrazione delle FER nel settore elettrico [121].

#### **4.1.1. Il sostegno alle fonti rinnovabili: quanto costa il nuovo meccanismo dei CV (Legge Finanziaria 2008)**

L'aggiornamento del meccanismo dei Certificati Verdi come stabilito dalla legge Finanziaria 2008 non remunera i nuovi investimenti al minimo prezzo richiesto per la loro realizzazione, ma in base ad un meccanismo di prezzo garantito, riferito ad un valore di 180 €/MWh con aggiustamenti specifici per ogni tecnologia. Seppure sia difficile conoscere in dettaglio le specifiche di ciascun investimento e i prezzi riconosciuti varino fortemente in funzione della tipologia produttiva, si pensi ai coefficienti premianti per la filiera corta della biomassa, in Tabella 8 si è stimato il costo complessivo per i consumatori sulla base di ipotesi ritenute ragionevoli.

Tecnologia	Energia 2020	Coefficiente	Prezzo unitario	Spesa
	(TWh)		(€/MWh)	(M€)
Impianti Idro > 10MW	2,22	1	180	400
Impianti Idro < 10MW	4,93	1	180	887
Impianti eolici on-shore	16	1	180	2.880
Impianti off-shore	4,2	1,1	198	832
Costruzione impianti PV	8,9		350	3.115
Impianti fotovoltaici	1		350	350
Solare Termico	3		200	600
Geotermico tradizionale	2,16	0,9	162	350
Geotermico nuova generazione	2,24	0,9	162	363
Impianti che utilizzano biomasse da colture e dai residui agro-industria	2,66	1,1	198	527
Impianti che utilizzano rifiuti biodegradabili	1,38	1,1	198	273
Impianti che utilizzano gas di discarica, impianti a biogas da liquami trattati	2	0,8	144	288
Impianti che utilizzano colture energetiche dedicate	2,3	1,1	198	455
Energia delle onde e maree	1	1,8	324	324
Totale	<b>54,0</b>			11.644
Extra onere rispetto all'energia in borsa (75 €/MWh)				7.594
Extra onere valutando le esternalità (107 €/MWh)				5.867

**Tabella 8: Stima degli oneri che dovrebbero sostenere i consumatori elettrici con il sistema di incentivazione in corso di adozione con la legge Finanziaria 2008. Fonte: [121]**

#### **4.1.2. Il sostegno alle fonti rinnovabili: quale potrebbe essere il meccanismo più efficace/efficiente?**

La minimizzazione del costo per la collettività del raggiungimento degli obiettivi ambiziosi fissati a livello internazionale richiede che i meccanismi di sostegno adottati siano efficienti, nel senso che siano in grado di portare il nostro Paese a conseguire l'incremento di penetrazione delle fonti rinnovabili minimizzando il costo complessivo, che è sostenuto in ultima istanza dai consumatori finali. Nella prospettiva di un raddoppio della produzione elettrica da fonti rinnovabili, l'adozione di un sistema di incentivazione che non sia capace di limitare gli extra costi per i consumatori finali può tradursi in un costo insostenibile per l'intera economia italiana.

I meccanismi di sostegno identificati dalla letteratura internazionale [94], identificano due approcci alternativi possibili per la promozione delle nuovi fonti:

- meccanismi di prezzo;
- meccanismi di quantità.

I primi prevedono che sia fissato un prezzo per la cessione dell'energia elettrica prodotta da parte degli impianti per un certo periodo, relativo alla durata del contratto di cessione stipulato tra il produttore e la rete. Tale prezzo è garantito e assicurato a tutti i nuovi impianti che ne facciano richiesta, per cui di fatto non si conosce a priori il costo del programma di sostegno, non potendosi prevedere la quantità di energia offerta, che sarà elevata se il prezzo offerto è ritenuto interessante dagli investitori. Tale modalità di promozione è definita come *Feed in tariff* nella letteratura anglosassone ed è stata adottata in Danimarca, Germania, Spagna.

I meccanismi di quantità, invece, prevedono che si fissi una quota del mercato elettrico riservata alla produzione sostenuta, lasciando che il prezzo richiesto per la copertura di tale quota sia liberamente fissato dal confronto tra gli operatori del mercato. Fanno parte di tale famiglia di strumenti le aste dedicate (*green bidding*) e il mercato dei certificati verdi, creato per consentire lo scambio della produzione rinnovabile tra gli operatori. Il mercato dei certificati verdi ha l'ambizione di facilitare l'investimento da parte degli operatori più efficienti, che potranno offrire la loro produzione a condizioni più interessanti rispetto ai concorrenti, con il conseguimento dell'obiettivo di quota a costo minimo.

L'attuale meccanismo di incentivazione italiano, peculiarmente, ingloba le caratteristiche di entrambi gli approcci: è fissata una quota annua di obbligo, ma è fissato anche il prezzo garantito per la vendita dei certificati (suddiviso per fasce dal 2008). Di fatto non si è in presenza di un mercato, ma al tempo stesso non si ha la garanzia di lungo periodo di un contratto feed-in. Ma tale combinazione è economicamente inefficiente: si sommano gli elementi di debolezza dell'approccio di prezzo, relativi all'elevato esborso unitario per l'energia sussidiata, con gli aspetti critici di un mercato, la cui incertezza non facilita l'affermazione delle nuove tecnologie. Vi è in altre parole un inutile eccesso di regole, introdotto per cercare di aggiustare il meccanismo senza stravolgerlo, che rende economicamente inefficiente lo strumento di sostegno.

Volendo conciliare un approccio di mercato, con la necessità di dare garanzie di lungo periodo agli investitori, potrebbe essere più efficiente pensare ad strumento nuovo, capace di stimolare adeguatamente i nuovi investimenti.

Per conciliare concorrenza e sicurezza per gli investimenti l'obbligo di quota sui produttori (o sui distributori in alternativa) potrebbe essere soddisfatto anche con contratti bilaterali fisici di lungo periodo, ad esempio quindicennali, liberamente contrattati tra chi investe negli impianti e chi sia soggetto all'obbligo. Tale tipologia contrattuale preserva la concorrenza per il mercato, assicurando al tempo stesso la stabilità necessaria per operare investimenti con elevati costi iniziali. In alternativa i contratti potrebbero essere proposti a prezzi regolati dal GSE, che rivenderebbe l'energia al mercato vincolato, in modo molto simile a quanto avviene, ma su base annuale e quindi con maggior incertezza, con la delibera 280/07 dell'Autorità per l'Energia per gli impianti sotto 1 MW. Tali contratti, che potrebbero assumere clausole di tipo *take or pay* per assicurare la remunerazione delle fonti intermittenti anche in caso di possibile congestione della rete, possono rappresentare un passo avanti fondamentale nella direzione della chiarezza e della trasparenza del settore.

Contratti di questo tipo possono dare maggiori garanzie per la gestione del rischio dell'investimento e quindi rendere più semplice il finanziamento degli impianti, rispetto all'incerta operatività del mercato dei certificati, anche nella formulazione revisionata dalla finanziaria 2008 che garantisce solo tre anni di orizzonte per i prezzi assicurati. Essi si possono pensare come la sostituzione del mercato dei certificati annuali di oggi con certificati di durata quindicennale, prevedendo un incremento dell'obbligo di copertura progressivo fino alla penetrazione che sarà stabilita al 2020, accompagnando in pratica gli operatori ad investire per conseguire non tanto quote annuali, quanto un obiettivo di lungo periodo.

La stipula di tali contratti da parte degli operatori di mercato, capaci più del regolatore di conoscere i dati di costo reali dei nuovi impianti, può ridurre l'inevitabile asimmetria informativa tra imprese e regolatori e facilitare la minimizzazione del costo complessivo degli incentivi, con la speranza di ridurre per quanto possibile quell'extra costo stimato di oltre 2,5 miliardi di Euro.[105]

Un discorso diverso va riservato alle fonti rinnovabili per la produzione di energia termica: qui non si è in presenza di un bene da scambiare in un mercato come nel caso dell'energia elettrica, per cui è necessario ricorrere a meccanismi diversi per stimolarne l'adozione. La detrazione fiscale del 55% degli investimenti, adottata nella politica nazionale, è però efficace solo nel caso di soggetti che abbiano un reddito da cui detrarre il costo sostenuto. È ininfluenza, invece, sugli investimenti da parte della pubblica amministrazione e dei soggetti a minor reddito. Nell'ottica di spingere la produzione di energia termica da fonti rinnovabili, che può rappresentare un'opportunità economica in molti usi sia civili che industriali, è

importante dunque prevedere meccanismi premianti validi per tutti, ad esempio cercando di includere nel mercato dei titoli di efficienza energetica misure ulteriori sul lato della domanda, anche aggregando interventi di piccole dimensioni, per stimolare concretamente tutti i consumatori. Analogamente, un credito in termini di emissioni di gas serra per gli interventi di sostituzione di combustibili fossili, che possa essere valorizzato ai fini della contabilità nazionale delle emissioni, può dare un riconoscimento visibile ed un piccolo incentivo economico che può essere apprezzato da parte dell'investitore pubblico, nello spirito proprio della Direttiva 2006/32/CE di stimolarlo ad assumere un ruolo guida nell'adozione di misure per l'efficienza energetica. [121]

La rilevanza quantitativa dei nuovi obiettivi mette in evidenza la criticità dei risultati delle analisi internazionali che mostrano per l'Italia uno dei livelli più alti di incentivazione correlata ad uno dei più bassi di crescita del settore. Perseguire i nuovi e impegnativi obiettivi richiede la messa a punto dei regimi di incentivazione che garantiscano maggiore efficienza e trasparenza così da minimizzare i costi delle politiche di sostegno.

In termini di indirizzi generali appare necessario porre l'analisi di efficacia e efficienza del ciclo di politiche di promozione delle fonti rinnovabili che si intende superare, come primo riferimento per la definizione di nuovi obiettivi e strumenti, cosa che non sembra essere avvenuta in modo trasparente da parte dei decisori politici con le nuove norme in materia di incentivi introdotte dalla legge finanziaria 2008 [84].

#### **4.1.3. La stima degli investimenti necessari e della loro finanziabilità**

Quale che sia la filiera tecnologica da privilegiare, la politica scelta su scala europea si traduce in un piano di investimenti di grandissima portata. La Tabella 9 riporta una stima dell'ordine di grandezza dell'ammontare da destinare ad investimenti in impianti per la produzione di energia elettrica in base a quanto ipotizzato nel position paper inviato alla Commissione Europea dal Governo Italiano nel settembre 2007. Si tratta di circa 86 miliardi di Euro nell'arco dei prossimi 13 anni, qualcosa come 6,6 miliardi di euro l'anno. Circa di tale somma è destinata agli impianti fotovoltaici, che pure forniranno in tale scenario solo il 18% dell'energia attesa. Si tratta certo di una tecnologia in forte evoluzione tecnologica, ma ai fini di raggiungere gli obiettivi quantitativi è importante privilegiare le tecnologie con minori costi per non penalizzare i consumatori elettrici, lasciando ad altri strumenti di promozione il sostegno alla maturazione della tecnologia. Se per ipotesi i 10 TWh attesi dal fotovoltaico

fossero prodotti con impianti eolici, gli investimenti richiesti scenderebbero di 40 miliardi, con un impegno annuo di 3,6 miliardi soltanto.

<b>Tecnologia</b>	<b>Energia incrementale</b>	<b>Ore annue</b>	<b>Costo investimento</b>	<b>Potenza da installare</b>	<b>Investimento</b>
	<i>(TWh)</i>	<i>(h)</i>	<i>(€/kW)</i>	<i>(MW)</i>	<i>(G€)</i>
Impianti Idro > 10MW	2,22	2.056	2.500	1.080	2,70
Impianti Idro < 10MW	4,93	2.750	3.000	1.793	5,38
Impianti eolici on-shore	16	1.900	1.500	8.421	12,63
Impianti eolici off-shore	4,2	2.100	2.000	2.000	4,00
Impianti FV integrati	8,9	1.200	6.000	7.417	44,50
Impianti FV a terra	1	1.200	5.000	833	4,17
Solare termico	3	3.000	3.000	1.000	3,00
Tradizionale geotermico	2,16	7.500	2.500	288	0,72
Nuova generazione geotermico	2,24	7.500	4.000	299	1,19
Impianti che utilizzano biomasse da colture e dai residui agro-industriali	2,66	7.000	3.000	380	1,14
Impianti che utilizzano rifiuti biodegradabili	1,38	5.000	4.000	276	1,10
Impianti che utilizzano gas di discarica, impianti a biogas da liquami trattati	2	7.000	2.500	286	0,71
Impianti che utilizzano colture energetiche dedicate	2,3	6.500	3.000	354	1,06
Energia delle onde e maree	1	1.200	5.000	833	4,17
<b>Totale</b>	<b>54,0</b>			<b>25.259</b>	<b>86,0</b>

**Tabella 9: Stima degli investimenti richiesti dall'attuazione del Position Paper del Governo Italiano di settembre 2007 (fonti: [140] per energia e ore di utilizzo degli impianti, [20] per costi unitari)**

La somma riportata in Tabella 9 si riferisce ai soli investimenti richiesti per il raggiungimento dell'obiettivo assunto per la produzione elettrica da fonti rinnovabili; ma valutati in condizioni statiche, cioè senza tenere conto delle possibili curve di apprendimento per le tecnologie più giovani, il FV soprattutto; ad essa vanno sommati gli investimenti richiesti per la sostituzione dei combustibili fossili nella fornitura di energia termica, nella riduzione delle emissioni di anidride carbonica, nel miglioramento dell'efficienza energetica negli usi finali e nelle trasformazioni energetiche. Di certo non vi sono altri settori della nostra economia che richiederanno maggiori investimenti nei prossimi anni.

Si comprende facilmente come sia essenziale per la competitività del Paese adottare strumenti efficienti per mettere in atto tali investimenti. Così è urgente rimuovere tutti gli ostacoli che possono rendere inutilmente costosa la realizzazione di nuove iniziative, sia in campo industriale, che di ricerca, per favorire le innovazioni che potranno contribuire a raggiungere gli obiettivi con minori sforzi finanziari. In tale prospettiva, è auspicabile la diffusione di una finanza specializzata per gli investimenti nelle fonti rinnovabili e nei progetti di efficienza energetica, capace di offrire strumenti mirati per queste iniziative caratterizzate da una lunga vita tecnica, bassi costi operativi, e quindi bassi rischi, e elevati investimenti iniziali. I decisori pubblici sono chiamati a ridurre per quanto possibile i rischi associati agli investimenti per contenerne i costi finanziari; il mondo della finanza, da parte sua, deve essere pronto a reagire prontamente, mettendo a punto prodotti nuovi, capaci di rispondere alle necessità di una categoria nuova di investitori, che non sono tradizionalmente coinvolti nel settore dell'energia. Si pensi, a titolo di esempio, alla molteplicità di soggetti che oggi investono nel fotovoltaico provenendo da settori diversi, che vedono il settore energetico come una differenziazione interessante, ma non desiderano farsi carico di rischi di settore che non sanno valutare.

Negli ultimi anni a livello mondiale si è notata una disponibilità crescente di capitali nel settore dell'energia rinnovabile. Gli investimenti di settore nel 2006 hanno sfiorato i 71 miliardi di dollari, in crescita del 43% rispetto al 2005, che già era stato un anno di forte crescita, con un incremento dell'82% rispetto al 2004 [147]. L'eolico da solo ha attratto circa 27 miliardi di dollari, pari al 38% degli investimenti effettuati nel settore, i biocarburanti hanno raccolto 18,4 miliardi di dollari, pari al 26% del totale, il solare, il 16% circa. Nel 2006 il 18% dei 120 GW installati nel mondo era in impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili. Non si tratta più di una nicchia, pertanto, ma di un mercato integrato su scala internazionale in cui la finanza domestica deve confrontarsi direttamente con quella internazionale, al fine di non rinunciare ad operare su questo segmento della filiera, che offre ritorni senza dubbio interessanti.

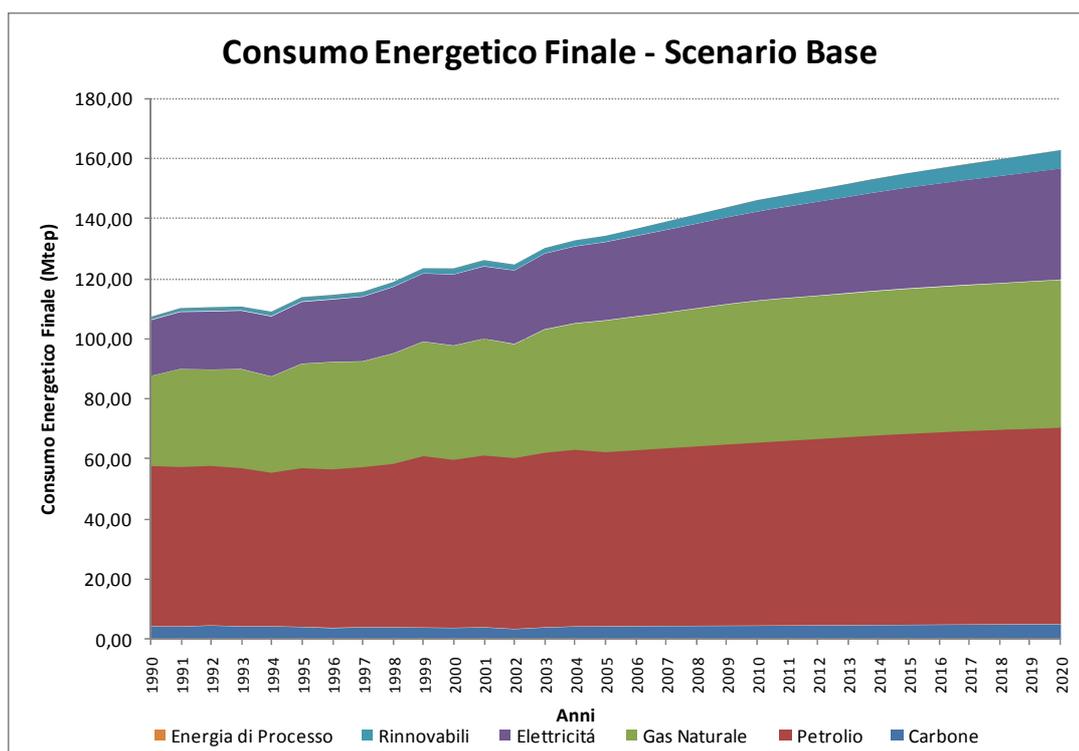
#### ***4.2. Gli scenari energetici per l'Italia al 2020: il rischio di spiazzare gli investimenti in essere***

Il Consiglio Europeo del marzo 2008 ha fissato ambiziosi obiettivi di politica energetica in termini di penetrazione delle fonti energetiche rinnovabili, miglioramento dell'efficienza energetica, riduzione delle emissioni climalteranti in atmosfera e percentuale di biocombustibili nei combustibili per trasporto, seguiti dalla proposta di Direttiva che

stabilisce obiettivi vincolanti di penetrazione delle FER nel consumo finale di energia al 2020 e un target vincolante del 10% di biocombustibili nei combustibili per autotrazione [48].

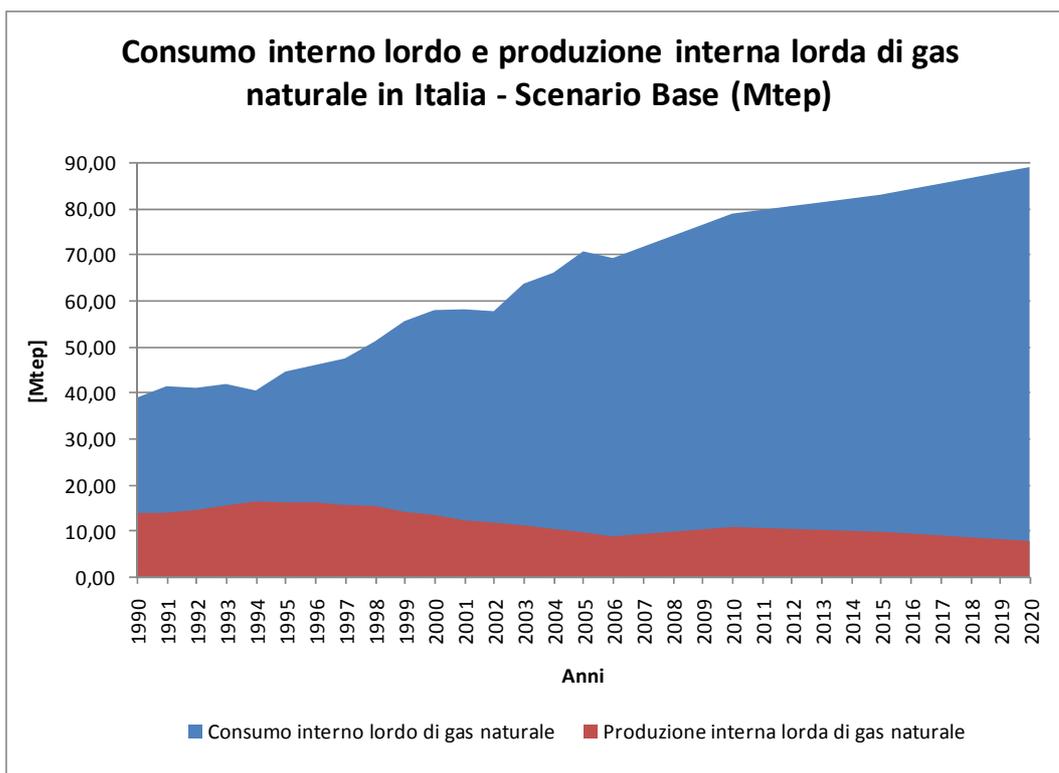
Si analizzano di seguito le possibili ripercussioni di questa politica per le rinnovabili in termini di “spiazzamento” degli investimenti nel settore dei combustibili fossili. La crescente domanda di elettricità e gas ha spinto infatti i paesi europei ad assicurare un adeguato livello di investimenti nelle infrastrutture e negli impianti per garantire l’approvvigionamento nei prossimi anni. Le politiche europee mirano ad una riduzione della domanda elettrica e, contestualmente, della potenza di generazione da fonti fossili, con una loro sostituzione con risorse rinnovabili. Si devono quindi valutare attentamente le incertezze che ne derivano per gli investitori, in particolare per quelli impegnati in interventi per lo sviluppo delle fonti tradizionali, specie in impianti di generazione ed in infrastrutture di trasporto di gas metano (gasdotti e rigassificatori).

A tale scopo è stato analizzato il bilancio energetico italiano. Nel caso base, che sconta le politiche energetiche e i relativi andamenti di domanda e offerta alla fine dell’anno 2006, non si ipotizza il raggiungimento dei target stabiliti nella nuova proposta di Direttiva. Si tratta dello scenario di riferimento per valutare l’impatto di politiche energetiche alternative o di diverse condizioni di contorno (per es. prezzi di importazione più alti), e stima il consumo energetico finale dei Paesi della UE-27 al 2020. La versione del 2007 del bilancio energetico italiano “di base”, come riportato graficamente in Figura 1 si basa su previsioni di crescita economica del 2,2% in media fino al 2030, in linea con le proiezioni di breve e lungo periodo di DG EFIN che scontano un leggero aumento della popolazione fino al 2020, ma nessun incremento dopo questa data. Le proiezioni energetiche si basano su un elevato prezzo del petrolio (55\$/barile nel 2005 che salgono a 63\$/barile nel 2030 (in valuta 2005) [31].



**Figura 1: Stima Consumo Energetico Finale in Italia, proiezioni al 2020, Caso Base (Fonte [31])**

In particolare, si analizza in questa sede l’impatto del raggiungimento degli obiettivi sanciti a livello europeo nel settore del gas in Italia. Si tratta di un mercato caratterizzato da limitate risorse interne. Il gas di produzione nazionale contribuiva per solo 14% del consumo domestico totale nel 2005. Tuttavia il gas negli ultimi anni ha superato il petrolio in Italia e rappresenta attualmente la principale risorsa energetica, con il tasso di incremento maggiore nei consumi atteso nel settore termoelettrico. La crescita della domanda di gas negli anni più recenti è stata di circa il 3,7% [128]. Si fa affidamento in modo crescente sulle importazioni di gas naturale, mentre le importazioni di GNL rappresentano solo una piccola parte delle importazioni totali di gas in Italia (un impianto vicino a La Spezia). Vi sono tuttavia diversi progetti di investimento programmati tra cui 9 rigassificatori, con una capacità totale programmata di 80bcm/y, e gasdotti [66]. La capacità pianificata tuttavia eccede la domanda interna, forse in previsione di un ruolo dell’Italia quale “gas hub” europeo. Il grafico sotto mostra l’andamento del consumo interno lordo di gas in Italia nello scenario base con proiezioni fino al 2020.



**Figura 2: Consumo interno lordo e produzione primaria di gas in Italia, proiezioni al 2020, Caso Base (Fonte [31])**

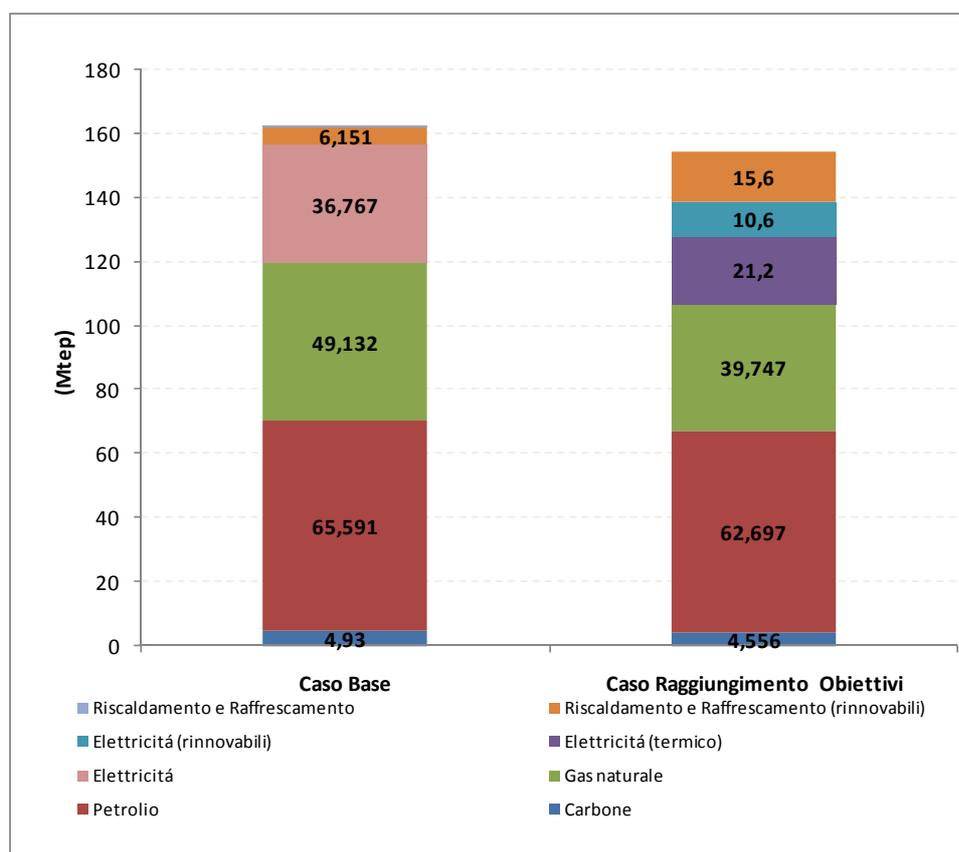
Al fine di calcolare “per differenza” il consumo interno lordo di gas in Italia al 2020, sono stati ipotizzati i consumi al 2020 delle altre fonti energetiche, partendo dalle previsioni di consumo energetico interno lordo per l’Italia al 2020, pari a 154,4 Mtep, come segue:

- il consumo finale di carbone al 2020 è stato ipotizzato rimanere stabile al livello del 2006 e pari a 4,556 Mtep;
- il consumo finale di petrolio al 2020 pari a 62,7 Mtep come ipotizzato nel Position Paper 2020 [140];
- analogamente, dal Position Paper derivano i consumi finali di FER (incluso raffrescamento e riscaldamento e biocombustibili) pari a 15,6 Mtep;
- infine, il consumo finale di energia elettrica al 2020, in base alle proiezioni di crescita della domanda di Terna [mmm] del 1,3% all’anno è stato stimato pari a 31,8 Mtep.

Si ipotizza inoltre che le perdite di sistema rimangano inalterate al livello del 2006 (circa 1 Mtep) e che il gas che verrà utilizzato per la generazione elettrica sia pari a 31,2 Mtep, in linea con le proiezioni di crescita della domanda elettrica [mmm].

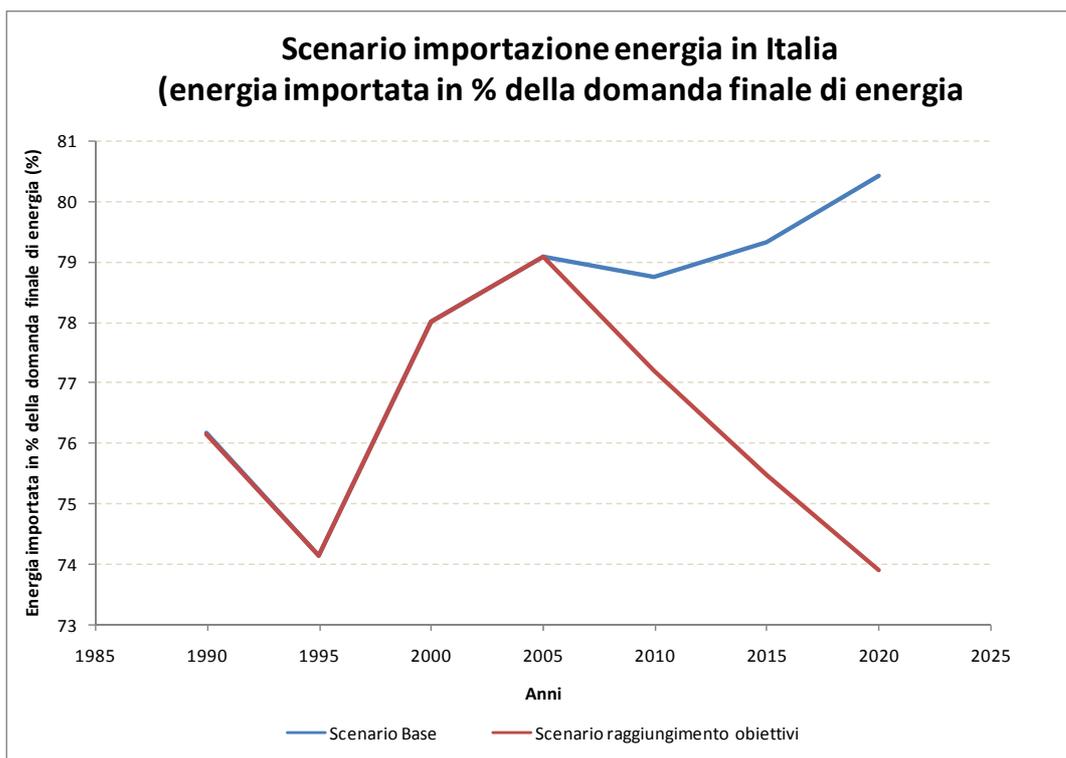
Da questo scenario deriva una proiezione di consumo interno lordo di gas al 2020 pari a 71,747 Mtep.

Ne risulta che, essendo la domanda interna di gas stimata nel Caso Base pari a 88,874 Mtep, la differenza nella domanda di gas rispetto allo scenario di base è pari a 17,1 Mtep, ovvero 20,9 miliardi di metri cubi di gas. Si riportano in Figura 3 e in Figura 4 due bilanci energetici e quelli delle importazioni di gas naturale nel caso base e nel caso di raggiungimento degli obiettivi stabiliti a livello europeo.



**Figura 3: Confronto Bilanci Energetici al 2020: Caso Base vs Caso Raggiungimento Obiettivi (Fonte: elaborazione da [31])**

Considerando che l'investimento marginale nel settore del gas sia rappresentato dagli impianti di rigassificazione e che questi abbiano un costo di 47 milioni/miliardo di metri cubi, ne deriva un costo per gli investimenti previsti nelle infrastrutture di rigassificazione e trasporto di gas pari a € 0,975 miliardi. Inoltre, il gas naturale importato in Italia pesa annualmente nel bilancio energetico italiano per € 6,27 miliardi [128]. Gli investimenti necessari al raggiungimento di penetrazione delle FER stabilito a livello europeo sono stati stimati pari a € 41,1 miliardi (quando si considerino i minori costi futuri dovuti alla diffusione /apprendimento tecnologico) con esclusione delle FER utilizzate per raffrescamento/riscaldamento e degli investimenti in efficienza energetica



**Figura 4: Confronto scenari importazione gas naturale: Caso Base vs Caso Raggiungimento Obiettivi (Fonte: elaborazione da [20])**

Da quanto sopra deriva una riduzione della bolletta energetica italiana per quanto riguarda l'importazione di gas naturale pari a 6,3 miliardi di euro all'anno. Nell'ipotesi di una diminuzione dei consumi di gas pari a 21 miliardi di metri cubi all'anno con un costo del gas ipotizzato pari a €0,3/metrocubo.

L'attuale incertezza relativa agli investimenti futuri nel settore energetico potrebbe portare al mancato raggiungimento degli obiettivi europei, in un momento in cui sarebbe fondamentale operare delle scelte relativamente alle tecnologie in cui investire, considerandone i costi di investimento, quelli operativi e gli obiettivi di sicurezza energetica. Gli investimenti in questo settore richiedono orizzonti di valutazione di lungo periodo, altrimenti si corre il rischio di mancare gli obiettivi sia dal punto di vista economico che da quello ambientale. Le infrastrutture di trasporto del gas sono un argomento delicato in quanto, essendo la risorsa energetica marginale, il consumo di gas potrebbe variare per diversi miliardi di metri cubi al 2020. Si sono stimati risparmi importanti in termini di importazioni di gas mentre risulta meno significativo l'ammontare di investimenti "spiazzati" nel caso di penetrazione delle rinnovabili. Si tratta tuttavia in ogni caso di infrastrutture che non verrebbero ripagate se non nell'ipotesi che l'Italia divenga un hub europeo per l'importazione di gas.

### **4.3. Obiettivi 2020 della nuova Direttiva UE e obiettivi regionali 2012**

Gli obiettivi nazionali della nuova proposta di Direttiva Europea saranno vincolanti e la legge Finanziaria 2008 ha introdotto norme che puntano a responsabilizzare le Regioni nel raggiungimento dei nuovi e sempre più impegnativi obiettivi già adottati a livello nazionale. In questo processo il ruolo dell'amministrazione centrale nelle politiche nazionali cambia ma non per questo è meno rilevante, risulta infatti fondamentale il ruolo di indirizzo degli strumenti di incentivazione e diventa essenziale anche quello di regia dei processi di *governance* istituzionale delle politiche energetiche nel nuovo assetto costituzionale.

Le scadenze fissate dalla legge Finanziaria 2008 per la definizione degli obiettivi regionali 2012 si sovrappongono con il processo di definizione della nuova Direttiva Europea per la promozione dell'uso delle fonti di energia rinnovabile. La proposta di Direttiva contiene nuove definizioni per diversi aspetti della politiche di promozione delle fonti rinnovabili. L'atteso decreto di ripartizione dell'obiettivo nazionale dovrebbe tenerne conto e anche il successivo adeguamento dei programmi regionali dovrebbe essere in linea con le nuove disposizioni, in modo da avere un quadro degli indirizzi di politica energetica sostanzialmente omogeneo anche nella prospettiva degli obiettivi 2020.

Il ciclo delle politiche italiane di promozione delle fonti rinnovabili nel settore elettrico dalla fine degli anni '90 ad oggi è stato caratterizzato dalla mancanza di coordinamento tra le regioni e lo Stato. Il Governo ai fini dell'attuazione della Direttiva 2001/77/CE non ha promosso significative iniziative di coordinamento con le regioni. Le regioni, dal 2000 ad oggi, si sono dotate in modo disomogeneo di atti di indirizzo per la promozione di delle fonti rinnovabili con obiettivi regionali che prefigurano al 2010 una crescita inferiore all'obiettivo nazionale 2010.

La formulazione contenuta nella legge Finanziaria 2008 del nuovo obiettivo 2012 di sviluppo delle fonti rinnovabili nel settore elettrico a livello nazionale implica la necessità di definire lo scenario di sviluppo della domanda elettrica per il periodo 2008-2012. Ciò è necessario per tradurre il 25% di consumo interno lordo in termini di quota minima di incremento della produzione nazionale di energia elettrica da fonti rinnovabili da ripartire tra le regioni [84].

La mancanza di una verifica approfondita e condivisa dello stato di attuazione degli obiettivi 2010, sia a livello regionale che nazionale rischia di porre su basi fragili la definizione e l'assunzione di nuovi più impegnativi obiettivi nazionali e regionali 2012 e 2020. La scadenza immediata per la definizione degli obiettivi 2012 richiede un salto di qualità nella

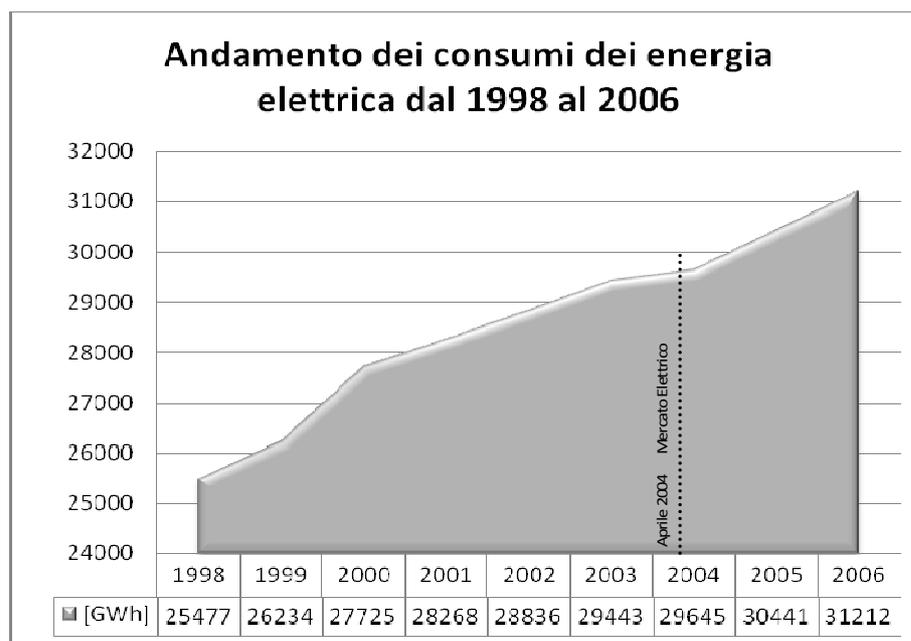
condivisione dei criteri di valutazione dei potenziali di sviluppo connessi alla disponibilità delle risorse, alla competitività delle tecnologie. Basti evidenziare che l'obiettivo 2012 della legge Finanziaria implica uno sviluppo della produzione è pari a circa il 93% di quello che è stato individuato dal Governo come potenziale massimo teorico per il 2020 nel “*position paper*”.

E' indispensabile superare la eterogeneità e non immediata confrontabilità dei piani energetici e gli atti di indirizzo delle regioni. Tale criticità deve essere superata contestualmente al decreto di definizione degli obiettivi regionali 2012 in modo che esista un quadro di riferimento omogeneo e condiviso che sia alla base del successivo processo di adeguamento e definizione dei programmi regionali di promozione nell'uso delle fonti rinnovabili a fini elettrici.

#### **4.4. Il quadro politico e produttivo nel Veneto**

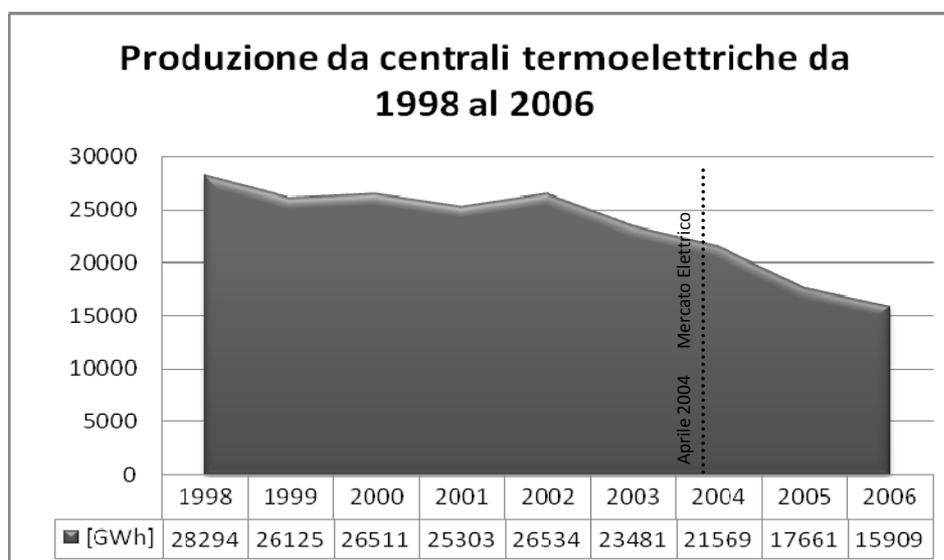
Il raggiungimento degli importanti obiettivi stabiliti dall'Europa dipende sia da iniziative attuate a livello di grandi impianti, per i quali, dal punto di vista normativo, le competenze sono in capo al Governo centrale, sia a livello locale. Attualmente, tra le criticità della politica energetica regionale, gli obiettivi di investimento sulle fonti rinnovabili rivestono una particolare importanza. Infatti, gli obiettivi assunti in ambito nazionale in termini di riduzione delle emissioni di gas serra e di incremento delle fonti energetiche rinnovabili al 2020 obbligano a definire dei criteri per la loro ripartizione regionale.

Analizzando i dati dello scenario Veneto, elaborati dal CNR [43], si nota che la domanda di energia elettrica (Figura 5) è cresciuta in modo significativo. È un dato, in sé, positivo, se cresce la domanda di energia cresce anche l'economia.

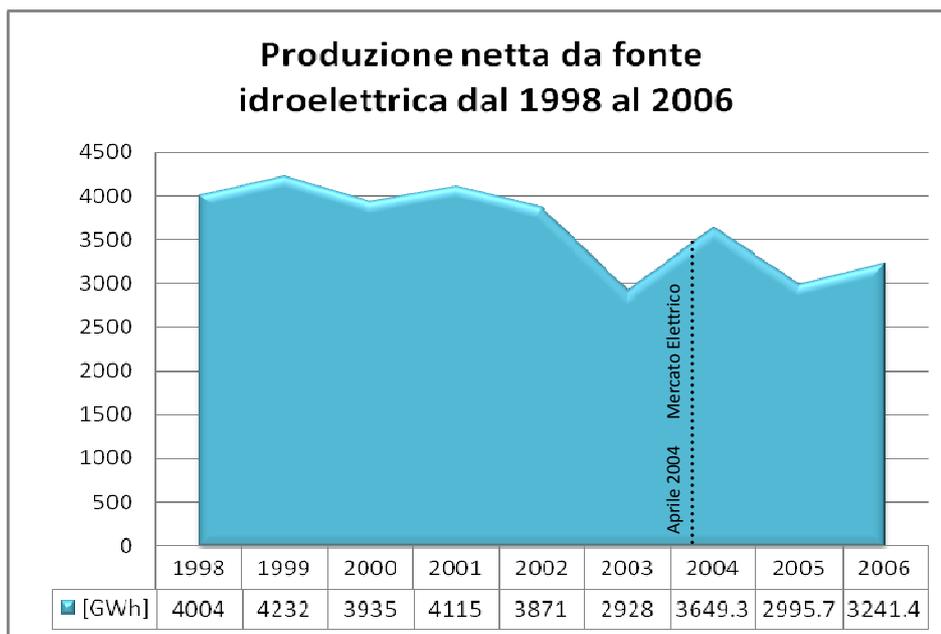


**Figura 5: La domanda di energia elettrica nel Veneto (Fonte [43])**

Parallelamente, però, il contributo dell'energia termoelettrica nel Veneto si è ridotto negli ultimi anni (Figura 6), prevalentemente a causa delle vicende ENEL nel sito di Porto Tolle e in altri siti in Regione. Anche l'idroelettrico ha subito una riduzione, legata ai nuovi vincoli sui deflussi minimi vitali dei corsi d'acqua (Figura 7).

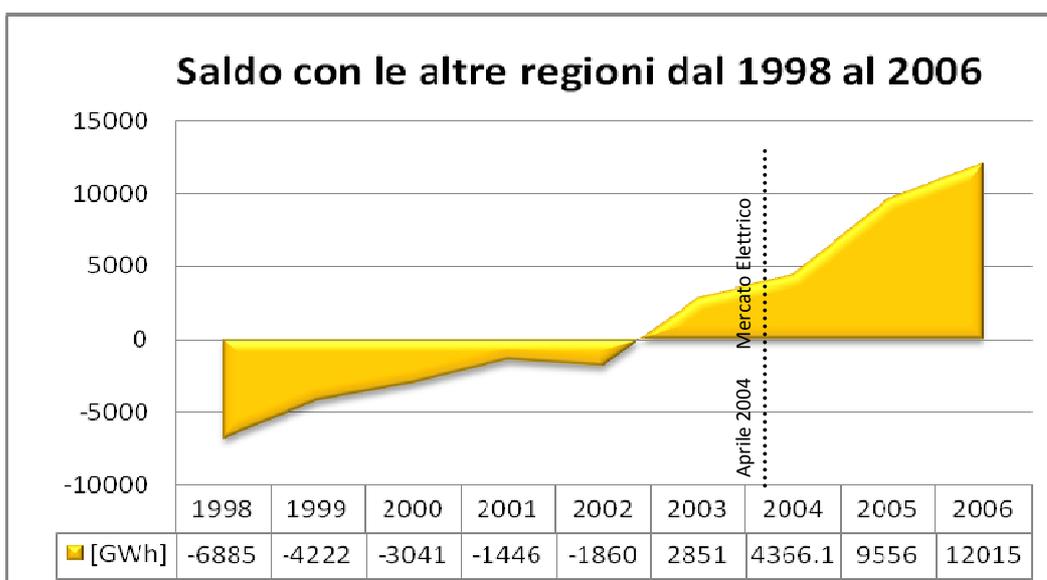


**Figura 6: L'energia termoelettrica nel Veneto (Fonte [43])**



**Figura 7: La produzione idroelettrica nel Veneto (Fonte [43])**

A causa di questa riduzione, il Veneto, da Regione eccedentaria di energia elettrica alla fine degli anni '90, è diventato una Regione deficitaria. Oggi, il Veneto importa una quantità importante di energia da altre Regioni e dall'estero (Figura 8). Questo è un dato strutturale che, pur dovendo restare un elemento da tener presente, non deve diventare un vincolo condizionante le scelte di politica energetica.



**Figura 8: Import netto di energia elettrica nel Veneto (Fonte [43])**

Anche in Veneto il settore delle fonti energetiche rinnovabili si è messo in moto e sono stati fatti investimenti importanti; in Tabella 10 l'aggiornamento ad aprile 2008 del numero di

Impianti Alimentati a Fonti Rinnovabili (IAFR), cioè gli impianti che hanno diritto al rilascio dei Certificati Verdi e degli impianti fotovoltaici che hanno ottenuto il Conto Energia. La potenza installata comprende sia i piccoli e numerosi impianti fotovoltaici, che gli impianti idroelettrici dell'arco alpino. Per il Veneto, l'idroelettrico rimane una risorsa importante, da tenere nella massima considerazione.

	<b>Idroelettrico</b>	<b>Biomassa</b>	<b>FV</b>
<b>Belluno</b>	33	1	32
<b>Padova</b>	3	11	186
<b>Rovigo</b>		1	23
<b>Treviso</b>	16	2	359
<b>Venezia</b>		6	141
<b>Verona</b>	5	5	149
<b>Vicenza</b>	26	11	231

**Tabella 10: Numero impianti IAFR e Conto Energia nel Veneto. (Fonte: [jj])**

Per la ripartizione degli obiettivi nazionali è possibile utilizzare criteri diversi:

- PIL/procapite;
- lo stesso incremento per tutti;
- potenziale.

Ciascuno di questi approcci presenta dei rischi o perché non stimola ad andare oltre il target assegnato, anche se potenzialmente possibile, o perché non sempre il PIL rappresenta una misura sensata per assegnare questo tipo di impegno, o, infine, perché non è possibile evitare clamorosi errori di programmazione fissando un potenziale tecnico. Sarà necessario scegliere, a livello nazionale, tra criteri di equità e di efficienza. La ricerca dei criteri deve tenere conto del rischio che le Regioni produttrici di energia da fonti rinnovabili anche oltre il proprio fabbisogno non intendano proseguire negli investimenti, anche in presenza di risorse sfruttabili. Invece, è necessario che gli investimenti si indirizzino dove esistono risorse, per un semplice criterio di efficienza economica.

Molte Regioni hanno approvato i piani per lo sviluppo delle fonti rinnovabili (il Veneto in questo è ancora latitante), ma gli investimenti previsti non sono stati attuati del tutto. Mediamente in Italia solo il 28,3% della potenza che era nei piani con orizzonte 2010 è stata realizzata (Figura 9).

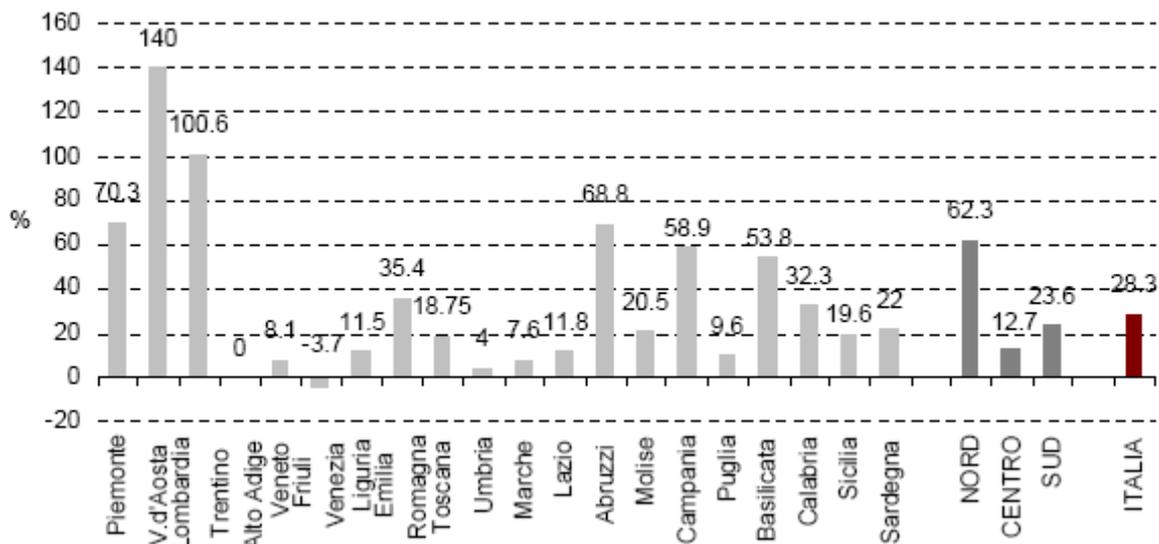


Figura 9: Stato di attuazione dei piani regionali sulla potenza elettrica rinnovabile (Fonte [84])

Quindi, complessivamente, questo processo di investimento è in ritardo. L'incidenza percentuale delle fonti rinnovabili, nelle diverse regioni, non è uniforme (Figura 10).

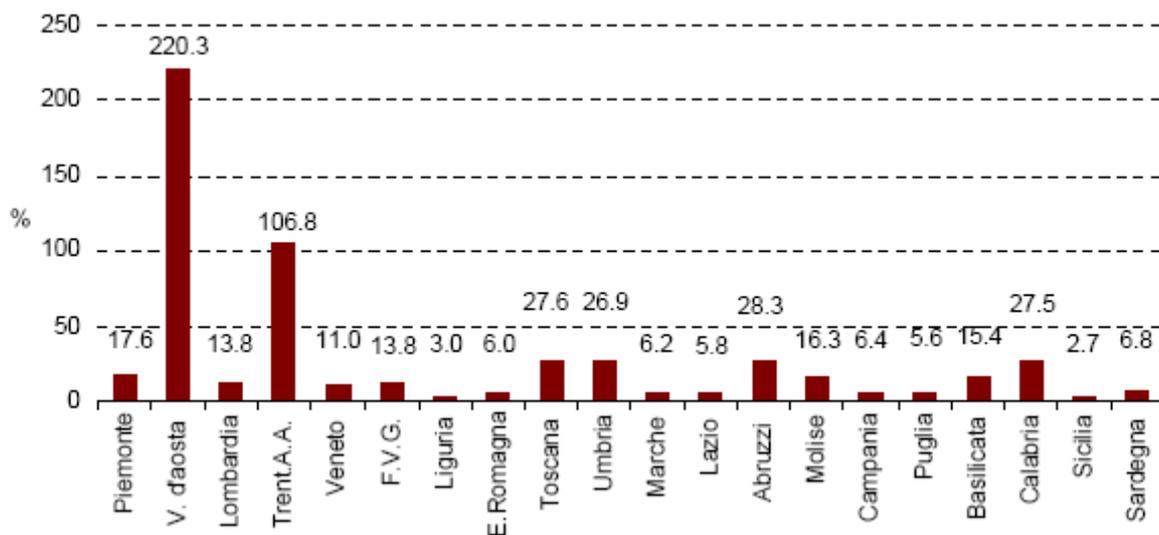


Figura 10: Incidenza percentuale della produzione lorda da fonti rinnovabili rispetto al consumo interno lordo nelle regioni italiane, 2006 (Fonte [84])

Per il raggiungimento dell'obiettivo del 17% alcune Regioni sono già a buon punto, altre molto meno. Spesso, però, le situazioni migliori sono frutto di investimenti effettuati in passato che, pur avendo tuttora effetti positivi, non rispondono pienamente alle attuali sfide climatiche e ambientali. Dato il ritardo, comunque, gli investimenti sono necessari e improcrastinabili. Sugli investimenti incidono i criteri di incentivazione, stabiliti a livello nazionale. Poiché gli investimenti in fonti rinnovabili risultano essere remunerativi, cioè assicurano all'investitore un ritorno che giustifica l'investimento, può non essere necessario allocare nuovi finanziamenti su scala regionale. È necessario, invece, rimuovere le barriere

che un investitore deve spesso superare, in percorsi inutilmente complessi. Su questo piano dovrebbe adoperarsi la politica regionale [122].

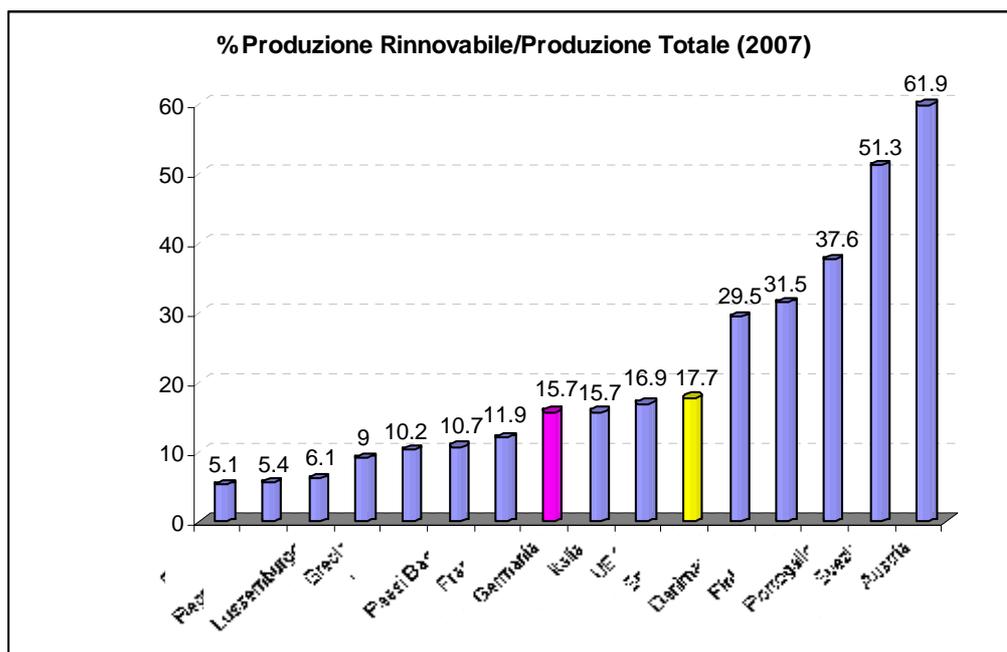
#### **4.5. La situazione dell'Europa e dell'Italia nel raggiungimento degli obiettivi al 2020**

La Tabella 11 illustra la penetrazione delle fonti rinnovabili in Europa nel 1997 e gli obiettivi indicativi previsti nella Direttiva 2001/77/CE.

	<b>Elettricit� FER TWh 1997</b>	<b>% Elettricit� FER 1997</b>	<b>% Elettricit� FER 2010</b>
Belgio	0,86	1,1	6
Danimarca	3,21	8,7	29
Germania	24,91	4,5	12,5,1
Grecia	3,94	8,6	20,1
Spagna	37,15	19,9	29,4
Francia	66	15	21
Irlanda	0,84	3,6	13,2
Italia	46,46	16	25,1
Lussemburgo	0,14	2,1	5,7
Paesi Bassi	3,45	3,5	9
Austria	39,05	70	78,1
Portogallo	14,3	38,5	39
Finlandia	19,03	24,7	31,5
Svezia	72,03	49,1	60
Regno Unito	7,04	1,7	10
<b>Comunit�</b>	<b>338,41</b>	<b>13,9%</b>	<b>22%</b>

**Tabella 11: Penetrazione delle fonti rinnovabili in Europa (Fonte: Direttiva 2001/77/CE)**

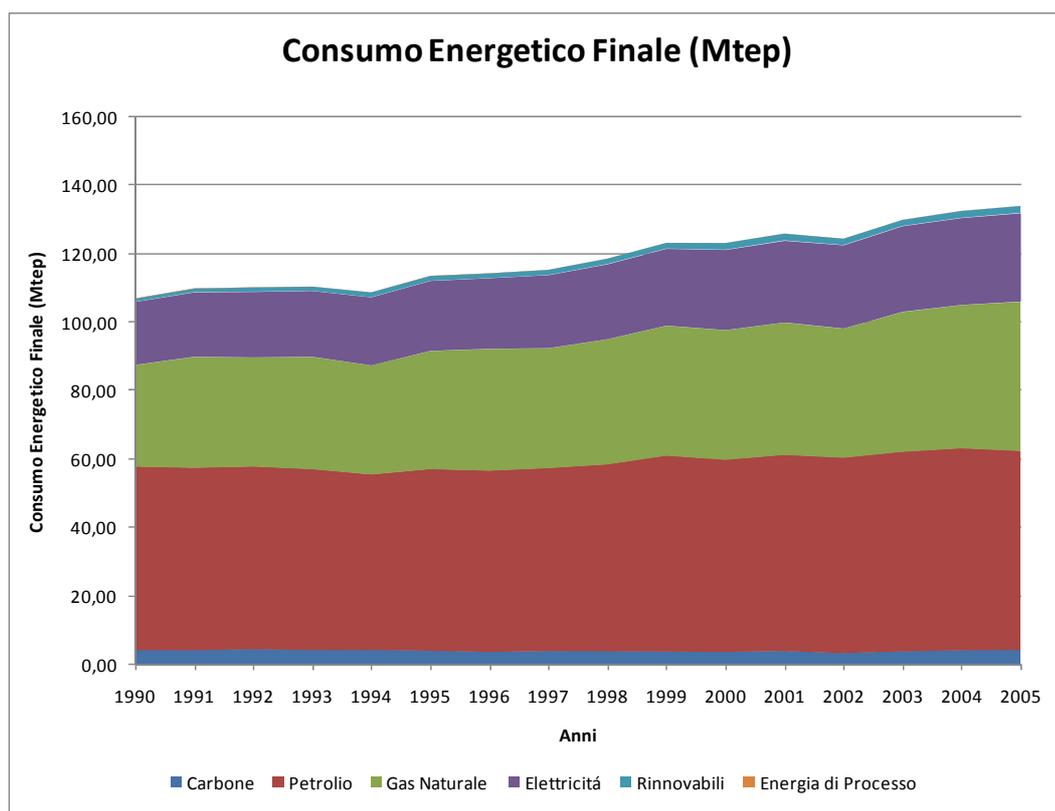
La Figura 11 seguente illustra il rapporto tra la produzione da fonti rinnovabili e la produzione energetica totale in Europa nel 2007.



**Figura 11: Rapporto tra produzione energetica da fonti rinnovabili e produzione energetica totale in Europa nel 2007 (Fonte: [93])**

Per quanto concerne la produzione di energia da fonti energetiche rinnovabili, gli obiettivi stabiliti dall'Europa impongono che, al 2020, in Italia, il 17% del consumo finale di energia debba provenire da fonti rinnovabili; oggi tale percentuale è solo al 5,3%. Inoltre, si dovranno ridurre del 13% le emissioni di gas serra dai settori non soggetti al controllo dell'Emission Trading Scheme (ETS), vale a dire gli impianti industriali di piccola scala, il civile, i trasporti.

In Figura 12 si riporta l'evoluzione del consumo finale di energia in Italia negli ultimi 15 anni. Il trend è abbastanza continuo, senza forti discontinuità. L'elemento più rilevante è un incremento della penetrazione del gas naturale, verde nel grafico, a scapito dei consumi petroliferi che si vanno in parte contraendo.



**Figura 12: Consumo finale di energia in Italia (1990-2005). Fonte: [31]**

Circa un terzo dell'energia è impiegato nei trasporti, un terzo nell'industria, un terzo nel residenziale e terziario. Negli ultimi 15 anni è cresciuto, in particolare, il consumo per usi civili, che è legato ai cambiamenti di stile di vita, al maggior benessere, ma anche ai mancati investimenti tecnologici del sistema Paese: utilizziamo ancora le tecnologie di 15 anni fa. In questo l'Italia fa eccezione in Europa, altri Paesi non hanno visto questo incremento di consumo perché hanno avuto un ricambio tecnologico più rapido. Anche l'intensità energetica è aumentata negli ultimi 20 anni; in particolare è aumentata l'intensità elettrica della nostra economia; il consumo di energia elettrica cresce molto più rapidamente del consumo di energia totale perché cambiano le modalità di utilizzo dell'energia. Elemento, questo, con cui avremo a che fare anche negli anni a venire, dal momento che l'Italia, comunque, ha una intensità elettrica inferiore rispetto ad altri Paesi evoluti, Stati Uniti, Germania, Gran Bretagna.

Nel 2007 in Italia la produzione lorda di energia elettrica da impianti alimentati da fonti rinnovabili ha raggiunto il valore di 49.411 GWh (32.815 GWh idroelettrico). Le maggiori variazioni percentuali si sono registrate nella produzione eolica che ha avuto un incremento del 35,8 % rispetto all'anno precedente, in quella da biomasse e rifiuti, in particolare si registra un incremento del 19,2% della generazione elettrica da biogas da deiezioni animali e

23,5% da colture e altri rifiuti agro-industriali. Infine, è cresciuta dell'11,4% la generazione elettrica da fonte solare.

L'obiettivo indicato per l'Italia al 2010, dalla Direttiva Europea sulla promozione delle fonti rinnovabili, è pari al 25 %. Si riporta in Figura 13 la serie storica della produzione elettrica da fonti rinnovabili in Italia per gli anni dal 1998 al 2007.

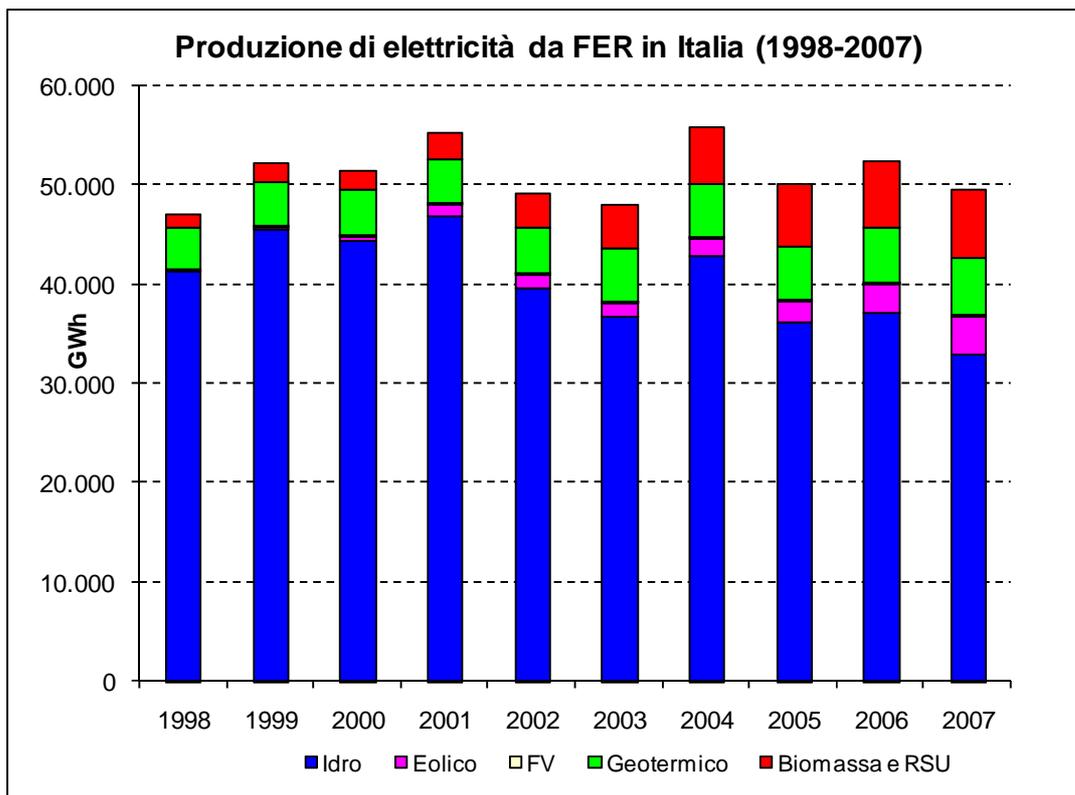
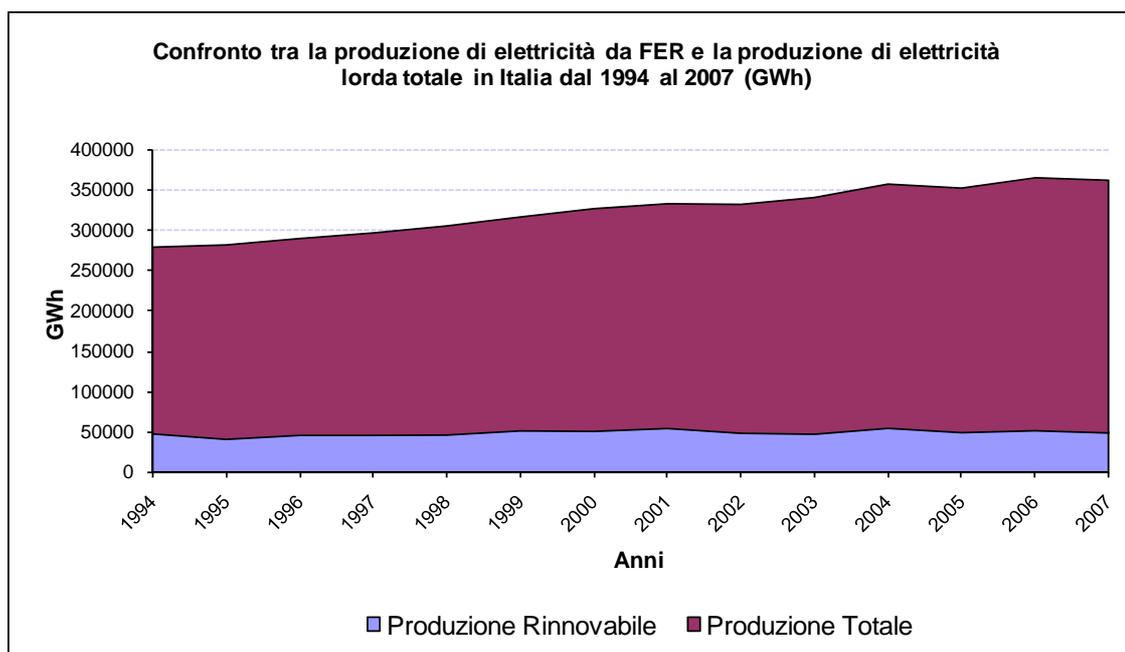


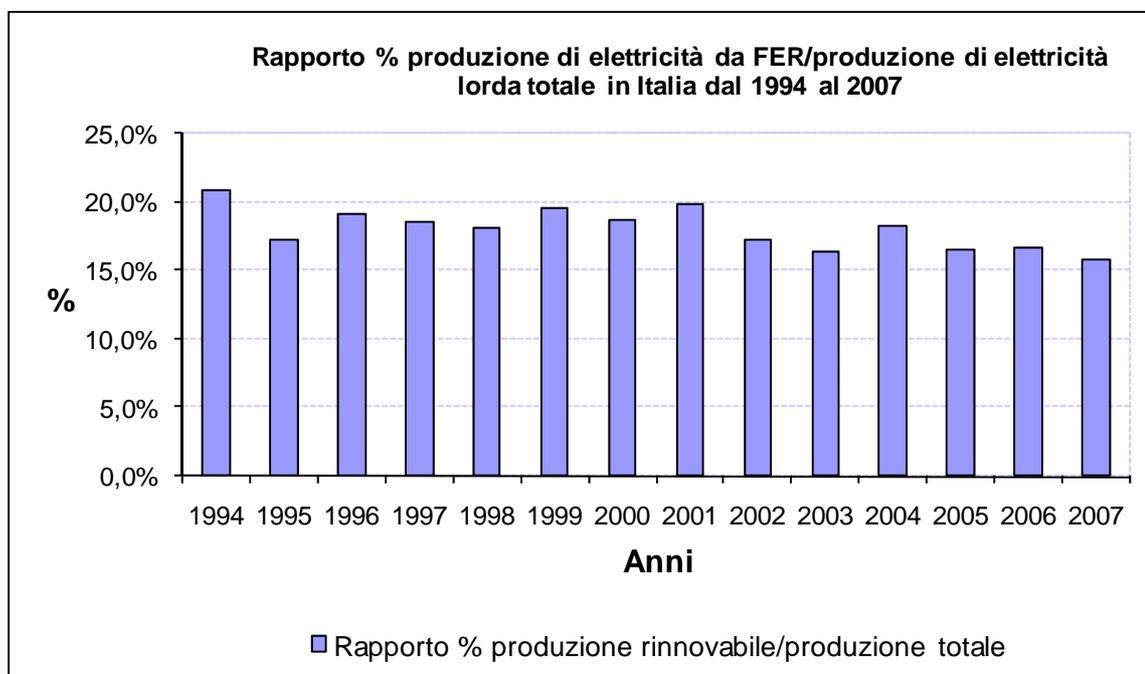
Figura 13: Produzione di elettricità da rinnovabili in Italia (1998-2007). Fonte [93]

In Figura 14 si riporta il confronto tra la produzione elettrica lorda totale e la produzione rinnovabile in Italia dal 1998 al 2007.



**Figura 14: Confronto tra la produzione elettrica lorda totale e la produzione rinnovabile in Italia dal 1994 al 2007. Fonte [93]**

La Figura 15 illustra il rapporto tra la produzione elettrica lorda da fonti rinnovabili e la produzione elettrica totale negli anni dal 1994 al 2007.



**Figura 15: Rapporto tra la produzione elettrica lorda da fonti rinnovabili e la produzione elettrica totale in Italia negli anni dal 1994 al 2007. Fonte [93]**

Per raggiungere l'obiettivo europeo al 2020 l'Italia dovrà passare da una scarsa penetrazione delle fonti rinnovabili, 5,3%, a quella richiesta per il 2020, del 17%. Questa percentuale può

venire in parte dalla produzione elettrica e in una parte, importante, pari al 7,4%, dal rinnovabile termico. Oltre alla produzione di energia elettrica, le fonti rinnovabili hanno, infatti, un ruolo molto importante nella produzione di energia termica, per riscaldare, ad esempio. Il termico potrebbe essere il settore con il potenziale maggiore, nel quale ricavare energia economicamente conveniente e usare in modo efficiente la risorsa primaria. Ci sono, poi, i biocarburanti che coprono complessivamente il 3,4%.

#### **4.6. *Il dibattito in Italia sugli obiettivi al 2020***

L'Italia chiede un riesame costi-efficacia del "pacchetto 2020" proposto dalla Commissione Europea nel gennaio 2008. Le modifiche avanzate dal Governo italiano sui singoli provvedimenti, si possono così riassumere:

- Per la Direttiva ETS si chiede attenzione per il settore dell'industria energivora, individuando quanto prima i criteri per identificare i settori esentati dall'obbligo di acquistare all'asta tutti i diritti CO<sub>2</sub> dal 2013;
- Anche per il settore termoelettrico, secondo l'Italia, il meccanismo delle aste dovrebbe essere introdotto gradualmente, mentre per i piccoli impianti (con emissioni inferiori a 5.000 ton/a CO<sub>2</sub>) sarebbe meglio l'esclusione dall'ETS;
- Si chiede un utilizzo maggiore dei meccanismi flessibili;
- Infine, sempre nell'ambito delle modifiche richieste per i settori non ETS, i target intermedi dovrebbero essere solo indicativi;
- Per le rinnovabili, si punta a un maggior spazio per l'import fisico e virtuale con i Paesi della Comunità dell'Energia (UE e Balcani) e obiettivi intermedi non vincolanti;
- L'Italia insiste affinché il regolamento per la riduzione delle emissioni auto venga discusso con il pacchetto clima-energia.

Lo scontro tra il Governo italiano e la Commissione Europea sul pacchetto clima del 2008 si basava sostanzialmente sulla valutazione dell'impatto economico del raggiungimento degli obiettivi per gli Stati Membri della UE. I costi in termini di Pil per l'Unione e per i singoli Stati Membri dell'intera strategia sono il risultato di una lunga e complessa serie di simulazioni, condotte per conto della Commissione dall'istituto di ricerca E3M-Lab della National Technical University di Atene, sulla base di un modello economico-energetico-climatico chiamato Primes<sup>12</sup>. Punto di partenza è il cosiddetto baseline, lo scenario di riferimento senza gli interventi prospettati, che poggia su una dettagliata descrizione della

---

<sup>12</sup> <http://www.e3mlab.ntua.gr/>

struttura del sistema energetico, fatta di equazioni e parametri, e su una serie di importanti ipotesi relative ai drivers sottostanti, come crescita economica, prezzi del petrolio, trend demografici eccetera<sup>13</sup>. Lo scenario di riferimento al 2020 serve come base di confronto con altri in cui si attuano le Direttive proposte, e che come tali costituiscono gli scenari “vincolati” o di policy [85]. Sono stati poi elaborati sette diverse principali ipotesi di attuazione del pacchetto, tenendo conto sia degli investimenti direttamente connessi alla realizzazione di interventi strettamente collegati ai target, sia dei minori investimenti necessari in infrastrutture alternative (ad esempio, gli investimenti in rinnovabili ed efficienza riducono le esigenze di investimenti in generazione convenzionale e aumentano gli introiti dello Stato in termini di tasse), sia di altri benefici direttamente connessi al raggiungimento degli obiettivi del pacchetto. Gli scenari considerati variano tra loro per diversi aspetti, ma soprattutto per il diverso grado di operatività dei meccanismi di flessibilità. Ed è proprio sui costi dei vari scenari che si discute.

In Tabella 12, elaborata sulla base dei dati presenti nel citato documento pubblicato nel sito della Commissione Europea, si evidenziano valutazioni comparative del costo totale aggiuntivo per l'Italia determinate dalle ipotesi di intervento prima accennate, in confronto ad uno scenario tendenziale [141].

---

<sup>13</sup> Il *baseline scenario* è descritto in un documento scaricabile all'indirizzo [http://ec.europa.eu/dgs/energy\\_transport/figures/trends\\_2030\\_update\\_2007/energy\\_transport\\_trends\\_2030\\_update\\_2007\\_en.pdf](http://ec.europa.eu/dgs/energy_transport/figures/trends_2030_update_2007/energy_transport_trends_2030_update_2007_en.pdf).

		Raggiunge l'obiettivo per le fonti rinnovabili (17% al 2020)	Raggiunge l'obiettivo per l'efficienza energetica (20% al 2020)	Raggiunge l'obiettivo per la GHG (-21% rispetto al 2005 per i settori EU-ETS)		Raggiunge l'obiettivo per la GHG (-13% rispetto al 2005 per i settori non EU-ETS)		Costo complessivo aggiuntivo MLD €	Costo aggiuntivo medio annuo MLD €	Costo in peso % del PIL al 2020
Nome scenario	<b>ENTE/MODELLO</b>							2011-2020		
Proposta CE senza commercio di FER	<b>Commissione Europea/PRIMES</b>	SI	n.d.	NO (solo - 14,8 % rispetto al 2005)		SI (-16,% rispetto al 2005)		181,5	18,2	1,14%
Proposta CE: cost efficiency scenario	<b>Commissione Europea/PRIMES</b>	NO (solo14%)	n.d.	NO (solo - 4,3 % GHG totale rispetto al 2005)				74,5	7,5	0,49%
Proposta CE: cost efficiency scenario con alti prezzi dell'energia	<b>Commissione Europea/PRIMES</b>	NO (solo14%)	n.d.	NO (solo - 6,3 % GHG totale rispetto al 2005)				65,0	6,5	0,42%
Proposta CE con JI/CDM e senza commercio di FR	<b>Commissione Europea/PRIMES</b>	SI	n.d.	NO (solo - 4,8 % GHG totale rispetto al 2005)				111,0	11,1	0,77%
Proposta CE con commercio di FR	<b>Commissione Europea/PRIMES</b>	NO (solo15%)	n.d.	NO (solo – 11,4 % rispetto al 2005)	SI (- 16,5 % rispetto al 2005)		160,5	16,1	0,96%	
Proposta CE con JI/CDM e con commercio di FR	<b>Commissione Europea/PRIMES</b>	NO (solo14%)	n.d.	NO (+ 2,6% rispetto al 2005)	NO (solo - 6,0 % rispetto al 2005)		53,0	5,3	0,36%	
Proposta CE: cost efficiency scenario con JI/CDM e con commercio di FR	<b>Commissione Europea/PRIMES</b>	NO (solo13,9%)	n.d.	NO (solo - 1,8 % GHG totale rispetto al 2005)				54,5	5,5	0,37%

**Tabella 12: Comparazione del costo totale aggiuntivo del sistema energetico (rispetto allo scenario di riferimento) degli scenari energetici di intervento per l'Italia (Fonte [141])**

La Commissione stima i costi del pacchetto clima per l'Italia nell'ordine dello 0,51-0,66 per cento del Pil, l'Italia sostiene che sono pari al doppio, l'1,14 per cento del Pil, ossia 181,5 miliardi di euro cumulativamente ovvero 18,2 miliardi in media d'anno. È importante notare come questo ultimo dato non fosse stato fornito dalla Commissione Europea a febbraio 2008 per la semplice ragione che corrisponde allo scenario privo di qualsiasi meccanismo di flessibilità per rinnovabili e Cdm. Si tratta di un valore successivamente incluso in un documento in cui vengono riprodotti Paese per Paese i risultati di tutti i vari scenari considerati nell'esercizio di simulazione, ivi incluso quello assunto a riferimento dal nostro governo<sup>14</sup>. Si tratta di una sesta opzione che calcola i costi vietando il commercio delle quote di energia rinnovabile tra Stati Membri, opzione contro la logica del pacchetto clima finalizzato a creare meccanismi di scambio delle quote soggette ad obbligo [62].

Esercitarsi in una valutazione quantitativa e monetaria dei benefici di un insieme di misure articolato come quello europeo è operazione non facile, e comunque assai più impegnativa della valutazione dei costi. Il primo motivo è che l'operazione architettata dalla Commissione Europea non è solo un pacchetto di Direttive sulle emissioni di CO<sub>2</sub> delle industrie europee o sullo stimolo alle fonti rinnovabili di energia. È ben di più, se consideriamo come parte integrante del disegno la proposta di Direttiva sulla cattura e lo stoccaggio del carbonio, la Direttiva già recepita sull'efficienza degli usi finali dell'energia e i servizi energetici e soprattutto lo Strategic Energy Technology Plan, un importante documento che contiene misure relative alla pianificazione, realizzazione, risorse e cooperazione internazionale nel campo delle tecnologie energetiche. Il secondo motivo è che l'obiettivo di questa complessa manovra non è uno solo, ma molteplici. Non solo si vuole contribuire alla lotta ai cambiamenti climatici, ma anche accrescere l'indipendenza energetica, particolarmente dalle fonti fossili di importazione. Si vuole dare un impulso decisivo a un nuovo modello di sviluppo, quello dell'economia a basso tenore di carbonio, conquistando la leadership sui mercati delle nuove tecnologie energetiche, promuovendo la nascita o la diffusione di nuove industrie e settori produttivi, cambiando permanentemente le modalità di produzione e di consumo, e con esse le abitudini dei cittadini europei. Si vuole presumibilmente infine riconquistare un ruolo di primo piano nello scenario geopolitico dove si affacciano nuovi e rilevanti attori [87].

---

<sup>14</sup> [http://ec.europa.eu/environment/climat/pdf/climat\\_action/analysis.pdf](http://ec.europa.eu/environment/climat/pdf/climat_action/analysis.pdf),  
[http://ec.europa.eu/environment/climat/pdf/climat\\_action/analysis.pdf](http://ec.europa.eu/environment/climat/pdf/climat_action/analysis.pdf)

#### ***4.7. Gli ostacoli da superare per raggiungere gli obiettivi al 2020***

Al di là delle polemiche sollevate dal Governo italiano in merito ai costi per il nostro Paese per il raggiungimento degli obiettivi al 2020 di penetrazione delle FER e di riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub> in atmosfera, esistono nel nostro Paese degli ostacoli al raggiungimento di questi obiettivi. In particolare, per consentire di avviare il piano di investimenti richiesto dal raggiungimento degli obiettivi assunti in Europa al 2010 e al 2020, i primi nodi da sciogliere sono i seguenti:

- Definizione delle linee guida nazionali per lo svolgimento del procedimento unico per l'autorizzazione alla costruzione e all'esercizio degli impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili, come prevista dall'articolo 12 del decreto legislativo 387/2003;
- Ripartizione su base regionale degli obiettivi assunti a livello europeo per il 2020, come previsto dalla Finanziaria 2008;
- Stabilizzazione delle incentivazioni per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili;
- Misure efficaci per la produzione di energia termica da fonti rinnovabili.

##### ***Linee guida per l'autorizzazione unica***

A causa della difficoltà di mediare gli interessi delle Regioni italiane e dei diversi ministeri competenti per licenziare il documento dalla conferenza unificata Stato-Regioni, la bozza di documento contenente le linee guida, pur essendo pronta da tempo, non è ancora stata approvata. Di conseguenza, il quadro autorizzativo è diverso in ogni Regione, mutevole ed esposto a ingiustificate restrizioni da parte di alcune amministrazioni e percepito come rischioso da parte degli investitori. Per lo sviluppo del settore sarebbe invece fondamentale un quadro semplice, stabile condiviso al più presto, evitando di scaricare su veti incrociati le tensioni politiche tra le parti.

##### ***La ripartizione regionale degli obiettivi 2020***

L'Europa ha individuato un criterio per ripartire l'obiettivo della quota complessiva del 20 per cento del consumo finale di energia, riconoscendo quanto fatto dagli Stati membri negli ultimi anni e assegnando target diversi in funzione del prodotto interno lordo dei paesi. In Italia, ove sono competenti le Regioni per l'autorizzazione degli impianti, non si è ancora stabilito come ripartire l'impegno di arrivare al 17 per cento nel 2020. Oltre ai criteri quantitativi, è stata

proposta la ripartizione degli obiettivi per le regioni italiane con un approccio basato su *premi e penalità*: le Regioni che sapranno investire più di quanto richiesto a livello nazionale potrebbero essere premiate nella ripartizione delle entrate della fiscalità energetica, quelle che faranno peggio, penalizzate con una minore distribuzione. Il meccanismo potrebbe risultare economicamente neutro per il Paese nel suo complesso, ma dare uno stimolo molto forte alle regioni per agire non lo è. Si potrebbero utilizzare ad esempio le entrate dalle addizionali locali sul consumo di energia elettrica o i fondi europei sull'asse energia e ambiente dopo il 2013, i cui criteri di assegnazione sono allo studio.

### ***Stabilizzazione delle incentivazioni***

Il meccanismo di incentivazione alla generazione elettrica da FER in Italia è passato dall'originale meccanismo di tipo "feed-in" del 1992 (mettere riferimento al CIP 6) ad un meccanismo di tipo "cap and trade", con i cosiddetti *Certificati Verdi*. Quest'ultimo, avviato nel 1999 per conciliare concorrenza e incentivazione nel settore delle fonti rinnovabili, è stato una pietra miliare per l'avvio dell'intero mercato dell'energia elettrica in Italia, ma ha mostrato alcuni limiti sulla capacità di dare garanzie di lungo periodo agli investitori, soprattutto di recente, con la discesa dei prezzi dei certificati sul mercato. Il meccanismo ha subito successivi aggiustamenti, come quello di allungare il periodo di rilascio da otto a dodici e successivamente, a quindici anni, che però non hanno risolto il principale problema del costo di generazione di questi impianti che è tra i più alti in Europa per la lunghezza del processo autorizzativo, piuttosto che per il costo intrinseco della tecnologia. Questo porta a riconoscere agli impianti che beneficiano dei CV prezzi incentivati che sono i più elevati d'Europa. Invece che rincorrere con i prezzi le inefficienze amministrative, sarebbe opportuno individuare le soluzioni efficaci per superare la costosa incertezza. Due sono le soluzioni semplici e possibili.

- a) Ritornare ad un'incentivazione basata su *prezzi d'acquisto* fissati (*feed-in tariff*) per tutti gli impianti nuovi, sul modello di quanto fatto in Germania e Spagna, con gli opportuni aggiustamenti che garantiscano il non ripetersi degli errori intrinseci nel precedente meccanismo del CIP 6 (per es. incentivazione delle fonti energetiche cosiddette "assimilate" alle fonti rinnovabili).
- b) Per conciliare concorrenza e sicurezza degli investimenti, si può trasferire l'obbligo attuale sui produttori di fornire una quota crescente con energia da fonti rinnovabili nuove, verificato con i certificati verdi annuali, su *contratti bilaterali fisici* di lungo periodo, ad esempio quindicennali, liberamente contrattati tra chi investe negli impianti e chi sia

soggetto all'obbligo. Con questo meccanismo, l'obbligo verrebbe soddisfatto dimostrando di avere stipulato contratti di acquisto di lungo periodo con impianti a fonti rinnovabili. Tale tipologia contrattuale preserva la concorrenza per il mercato, assicurando la stabilità necessaria per operare investimenti con elevati costi iniziali..

### ***Gli incentivi per l'energia termica***

Il supporto alle fonti rinnovabili si è sempre concentrato sul settore elettrico, in cui sono relativamente pochi gli interlocutori interessati. Tuttavia, il potenziale della produzione di *energia termica* da fonti rinnovabili è molto grande e può contribuire al conseguimento degli obiettivi 2020 con costi contenuti e benefici concreti e diffusi. Le misure attuali basate sul recupero del 55 per cento sul prelievo fiscale non sono applicabili alle amministrazioni pubbliche e per gli edifici in locazione, e sono in ogni caso complesse anche per i privati cittadini più motivati. Passare a misure più semplici e facili da comunicare, come il contributo diretto, anche modesto, l'esenzione Ici, la cubatura addizionale gratis nelle nuove costruzioni, sarebbe certamente più efficace. Questo è dimostrato dal successo di iniziative analoghe in altri paesi europei, quali per esempio Grecia e Turchia [123].

## 5. NUOVI STRUMENTI PER LA GESTIONE DEL SETTORE

I meccanismi di incentivazione che sono attualmente disponibili in Italia per garantire il raggiungimento degli obiettivi illustrati di penetrazione delle FER, miglioramento dell'efficienza energetica e riduzione delle emissioni climalteranti sono in gran parte meccanismi "di mercato". Verranno quindi di seguito illustrati i cosiddetti "mercati per l'ambiente" e i piani energetici comunali (PEC), questi ultimi in quanto rappresentano gli strumenti di indirizzo per lo sviluppo sostenibile a partire del territorio. Obiettivo dei PEC è infatti l'integrazione del fattore "energia" nella pianificazione del territorio, mediante l'individuazione delle scelte strategiche migliorative dello stato ambientale comunale e la promozione dell'uso razionale delle risorse, nella direzione di uno sviluppo sostenibile.

### ***5.1. I mercati per l'ambiente: scambio dei permessi di emissione (mercato ETS), Certificati Verdi (CV), Titoli Di Efficienza Energetica (TEE)***

Si analizzano di seguito nel dettaglio i meccanismi di mercato per l'incentivazione delle FER, la riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub> in atmosfera e per stimolare gli investimenti nell'efficienza energetica in vigore in Italia.

#### **5.1.1. Il Protocollo di Kyoto e l'Emission Trading System (ETS): il mercato europeo dei permessi di emissione negoziabili**

##### ***5.1.1.1. Introduzione – L'effetto serra***

L'effetto serra è un fenomeno naturale che permette il riscaldamento dell'atmosfera terrestre fino ad una temperatura adatta alla vita. Senza l'effetto serra naturale, sarebbe impossibile vivere sulla Terra, poiché la temperatura media sarebbe di circa -18° C. L'effetto serra è reso possibile dalla presenza in atmosfera del vapore acqueo che costituisce il principale responsabile dell'effetto serra, e di alcuni gas detti gas serra:

- Grande contributo: anidride carbonica (CO<sub>2</sub>)
- Medio contributo: metano (CH<sub>4</sub>)  
ossido di azoto (N<sub>2</sub>O)
- Piccolo contributo: clorofluorocarburi (CFC)  
idroclorefluorocarburi (HCFC, noti come freon)  
idrofluorocarburi (HFC)

perfluorocarburi (PFC)  
esafluoruro di zolfo (SF<sub>6</sub>).

I gas serra vengono misurati in CO<sub>2</sub> equivalente (CO<sub>2eq</sub>): le quantità di CO<sub>2eq</sub> si ottengono dalla sommatoria ponderata delle tre sostanze principalmente responsabili dell'alterazione del clima (CO<sub>2</sub>, N<sub>2</sub>O, CH<sub>4</sub>). Quella della CO<sub>2eq</sub> è quindi una misura del potenziale dell'effetto climalterante di un determinato gas. Questo contributo dipende dalle lunghezze d'onda delle radiazioni assorbite, dalla concentrazione in atmosfera e dalla sua capacità di assorbimento. Per tenere conto di questa diversa capacità di incidere sull'effetto serra, per ognuno dei gas si considera il suo equivalente in anidride carbonica. Tale convenzione consente di ottenere un dato complessivo che sintetizza l'impatto di tutti i gas serra.

La stima delle emissioni aggregate di gas serra si basa sulla seguente relazione:

$$CO_{2eq} = \sum GWPI_i * E_i$$

dove

CO<sub>2eq</sub> = emissioni di CO<sub>2</sub> equivalente in t/anno

GWPI = "Global Warming Potential"

coefficienti IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change) pari a:

1,0 per CO<sub>2</sub>

21 per CH<sub>4</sub>

310 per N<sub>2</sub>O (IPCC, 2001)

E<sub>i</sub> = emissioni di gas serra in t/anno

#### *Esempio*

Se le emissioni di CO<sub>2</sub> sono 100 t/anno, quelle di CH<sub>4</sub> 50 t/anno e quelle di N<sub>2</sub>O 10 t/anno, le emissioni di CO<sub>2eq</sub> sono date da:

$$CO_{2eq} = 1 * 100 \text{ t/anno} + 21 * 50 \text{ t/anno} + 310 * 10 \text{ t/anno} = 4.250 \text{ t/anno.}$$

#### **5.1.1.2. Il Protocollo di Kyoto – il quadro normativo**

La Conferenza delle Parti, costituita nell'ambito della Convenzione Quadro delle Nazioni Unite sui cambiamenti climatici (United Nations Framework Convention on Climate Change - UNFCCC), nella sua terza riunione plenaria dell'11 dicembre 1997 ha adottato con la Decisione 1/CP.3 il Protocollo di Kyoto. Il Protocollo impegna i Paesi industrializzati e con economie in transizione (elencati nell'Allegato I della Convenzione) a ridurre globalmente le emissioni di gas ad effetto serra tra il 2008 e il 2012 del 5% rispetto ai livelli del 1990. Il Protocollo è stato approvato a nome della Comunità Europea con la Decisione 2002/358/CE del 25 aprile 2002: con tale Decisione la Comunità Europea ha espresso la volontà di

adempiere, congiuntamente ai suoi Stati Membri, all'impegno internazionale di riduzione delle emissioni assunto con la firma e la ratifica del Protocollo di Kyoto

#### **5.1.1.3. Il Protocollo di Kyoto – cosa prevede il Protocollo**

L'entrata in vigore del Protocollo presupponeva la ratifica da parte di almeno 55 delle Parti della Convenzione le cui emissioni rappresentassero almeno il 55% del totale.

Il Protocollo è stato ratificato dall'Italia nel giugno 2002 con la Legge n.120 ed è entrato in vigore nel febbraio 2005, a seguito della ratifica da parte della Russia.

Il Protocollo di Kyoto ha fissato obiettivi di riduzione diversi per ognuna delle Parti della Convenzione. Per l'Unione Europea l'impegno di riduzione delle emissioni è pari all'8% (Allegato B del Protocollo). Tale obiettivo comune, in virtù delle previsioni dell'Art. 4 del Protocollo, è stato ripartito tra gli Stati membri attraverso il meccanismo del "Burden Sharing".

La Decisione del Consiglio dei Ministri dell'Ambiente dell'UE del 17 giugno 1998 (Burden Sharing Agreement), che stabilisce gli obiettivi specifici di ogni Stato, ha fissato per l'Italia l'obbligo di ridurre le emissioni di gas ad effetto serra del 6,5% rispetto ai livelli del 1990. La Decisione 2002/358/CE ha definito, invece, l'ambito temporale di attuazione dell'impegno, stabilendolo tra il 2008 e il 2012.

#### ***Il Protocollo di Kyoto – i meccanismi flessibili***

Tali meccanismi sono:

- Joint implementation (JI)
- Clean development mechanism (CDM)
- Emission trading (ETS)

#### ***Joint Implementation (JI)***

Il meccanismo della Joint Implementation (JI) previsto dall'art. 6 del Protocollo, prevede la possibilità di realizzare progetti comuni tra Paesi industrializzati e Paesi con economie in transizione (elencati nell'Allegato I della Convenzione Quadro sui Cambiamenti Climatici delle Nazioni Unite) per ridurre le emissioni attraverso l'utilizzo di tecnologie più efficienti, con accreditamento ad entrambe le Parti delle riduzioni ottenute.

Più precisamente, la JI consente ad un Paese incluso nell'Allegato I della Convenzione di finanziare un progetto finalizzato a ridurre le emissioni di gas ad effetto serra realizzato in un'altra Paese incluso nell'Allegato I ottenendo dei "crediti di emissione" (Emission Reduction Units - ERUs). Le riduzioni di emissione, intese come emissioni evitate, infatti, sono certificate sotto forma di ERUs dal Paese che ospita il progetto e sono trasferite al Paese che lo finanzia; questo le può utilizzare per rispettare il proprio limite di emissione, in conformità con quanto disposto nell'Allegato B del Protocollo.

### ***Clean Development Mechanism (CDM)***

Il Clean Development Mechanism (CDM) dovrebbe favorire, attraverso il trasferimento delle migliori tecniche e tecnologie, la realizzazione di progetti ad alta efficienza energetica nei Paesi in Via di Sviluppo (PVS) da parte delle imprese (anche private) degli Stati più sviluppati.

Secondo quanto previsto dall'articolo 12 del Protocollo, il CDM ha, infatti, lo scopo di aiutare le Parti non elencate nell'Allegato I della Convenzione Quadro sui Cambiamenti Climatici delle Nazioni Unite (vale a dire i Paesi in Via di Sviluppo) a realizzare lo sviluppo sostenibile e contribuire al raggiungimento dell'obiettivo ultimo della Convenzione sui cambiamenti climatici e assistere le Parti comprese nel primo allegato (i Paesi Sviluppati) nell'osservanza dei propri impegni di limitazione e riduzione quantificate delle emissioni.

Il CDM permette quindi ai Paesi Sviluppati di ottenere crediti sulle emissioni derivanti da progetti che sono realizzati nei Paesi in Via di Sviluppo. I paesi attuatori dei progetti ottengono il rilascio di crediti di emissioni (Certified Emission Reduction o CER) che potranno essere utilizzati per il raggiungimento degli obblighi di riduzione o potranno essere venduti sul mercato europeo delle emissioni.

### ***Emission Trading (ETS)***

Il terzo meccanismo di flessibilità è quello del commercio dei diritti di emissione - l'Emission Trading System (ETS). Il Consiglio e il Parlamento Europeo hanno approvato la Direttiva 2003/87/CE (di seguito Direttiva ETS) che ha istituito un sistema comunitario per lo scambio di quote di emissioni di gas (EUAs-European Units Allowances) denominato Emission Trading System (ETS) al fine di ridurre le emissioni di CO<sub>2</sub> "secondo criteri di efficacia dei costi ed efficienza economica" (Art.1). Tale sistema consente di rispondere agli obblighi di riduzione delle emissioni attraverso l'acquisto dei diritti di emissione.

Il sistema di Emission Trading introdotto dalla Direttiva è un sistema di tipo “Cap & Trade” che prevede la fissazione di un limite massimo (cap) alle emissioni realizzate dagli impianti industriali che producono gas ad effetto serra; tale limite è fissato attraverso l’allocazione di un determinato numero di quote di emissioni a ciascun impianto.

Le quote (European Unit Allowance - EUA) attribuiscono il diritto ad immettere una tonnellata di biossido di carbonio equivalente in atmosfera nel corso dell’anno di riferimento della quota stessa, e vengono assegnate agli impianti regolati dalla Direttiva ETS attraverso i Piani Nazionali di Assegnazione (PNA); questi sono soggetti all’approvazione da parte della Commissione Europea.

Ogni anno i gestori degli impianti regolati dalla Direttiva ETS sono tenuti a restituire un numero di quote corrispondenti alle emissioni reali prodotte. L’eventuale surplus di quote (differenza positiva tra le quote assegnate ad inizio anno e le emissioni effettivamente immesse in atmosfera) potrà essere accantonato o venduto sul mercato, mentre il deficit potrà essere coperto attraverso l’acquisto delle quote. Gli Stati Membri dovranno quindi assicurare la libera circolazione delle quote di emissioni all’interno della Comunità Europea consentendo lo sviluppo effettivo del mercato europeo dei diritti di emissione.

La Direttiva “linking” (Direttiva 2004/101/CE), inoltre, ha riconosciuto i meccanismi flessibili del Protocollo di Kyoto - attuazione congiunta (Joint Implementation-JI) e Clean Development Mechanism - CDM - all’interno dell’ETS, stabilendo la validità dei crediti di emissione (ottenuti grazie all’attuazione di tali progetti) per rispondere agli obblighi di riduzione delle emissioni.

Gli impianti che svolgono una delle attività previste dalla Direttiva ETS (combustione energetica, produzione e trasformazione dei metalli ferrosi, lavorazione di prodotti minerali, produzione di pasta per carta, carta e cartoni) a partire dal 1° gennaio 2005 possono esercitare la propria attività solo se muniti di un’apposita autorizzazione rilasciata dall’autorità competente. In Italia le autorizzazioni sono state rilasciate con Decreti congiunti del Ministero dell’Ambiente e della Tutela del Territorio e del Ministero delle Attività Produttive. Ogni anno ai gestori degli impianti verranno assegnate delle quote di emissione e tali quote dovranno essere restituite in un numero pari alle emissioni reali annuali prodotte dallo stesso impianto (la restituzione dovrà avvenire entro il 30 aprile dell’anno successivo). Tali quote verranno successivamente cancellate

Gli Stati membri sono tenuti ad istituire e conservare un registro per assicurare la contabilizzazione delle quote rilasciate, possedute, cedute e cancellate.

La mancata restituzione di un numero di quote pari alle emissioni prodotte dall'impianto durante l'anno è sanzionata per il triennio 2005 – 2007 con un'ammenda pari a 40 € per tonnellata di biossido di carbonio equivalente; la sanzione sale a 100 € per i periodi successivi. Il pagamento dell'ammenda non esonera in ogni caso il gestore dell'impianto dalla restituzione delle quote corrispondenti alle emissioni in eccesso.

### ***I diversi "segmenti" del Carbon Market***

- Il mercato è simile a quello di una commodity, ma la complessità è maggiore, dato l'elevato grado di aleatorietà del sottostante;
- E' oggi incentrato sulla domanda-offerta di CO<sub>2</sub>, ma è previsto un'estensione alle altre emissioni climalteranti;
- Il mercato è diviso in più segmenti, in cui vengono scambiati assets diversi a prezzi differenti;
- I diversi assets possono essere utilizzati, pur con alcune limitazioni, per adempiere agli obblighi di riduzione che gravano su paesi e imprese;
- I volumi di scambio mostrano un trend crescente, ma esiste ancora scarsa liquidità dovuta ad imperfezioni e frizioni di mercato, prima fra tutte la segmentazione.

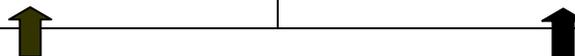
Esistono infatti diversi "segmenti" del carbon market, basati su sistemi "cap and trade" o "credit trading":

- *Mercato globale delle AAUs tra i paesi firmatari del Protocollo di Kyoto con obbligo di riduzione.* Player del mercato: paesi con target di riduzione o surplus di allocazione. Asset scambiati: le AAUs iscritte nei registri nazionali. Offerta determinata dal surplus di allowances in alcuni paesi (Russia, Ucraina, Est EU) - Domanda di paesi secondo gli obblighi di riduzione definiti (burden sharing) ;
- *Mercato europeo (EU ETS) delle emissioni di sola CO<sub>2</sub>.* Player del mercato: le imprese europee soggette a vincoli di emissioni. Asset scambiati: le EAUs allocate agli impianti. Offerta determinata da scelte politiche (NAPs). La domanda dipende dalla differenza tra emissioni effettive e quote allocate;
- *Mercato internazionale dei crediti di CO<sub>2eq</sub> da CDM/JI.* Player del mercato: imprese e Stati, investitori. Asset scambiati: certificati di riduzione di emissioni CERs / ERUs.

Offerta determinata da nuovi progetti di riduzione GHGs. Domanda di imprese e paesi con vincoli di riduzione;

- *Altri mercati nazionali e regionali cap and trade*: Canadian ETS, Japan ETS, UK ETS, Norwegian ETS, RGGI-Regional Greenhouse Gas Initiative negli USA, Chicago Climate Exchange.

Si riporta in Figura 16 la rappresentazione schematica dei diversi segmenti del carbon market.

<b>Offerta</b>	<b>Domanda</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• AAUs (Kyoto Units) dal 2008</li> <li>• EAUs (diritti del EU ETS)</li> <li>• CERs da CDM</li> <li>• ERUs da JI</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Emissions-to-Cap (E-t-C) per imprese EU ETS</li> <li>• Shortfall su Kyoto targets per Paesi Annex B</li> </ul>
<b>Venditori</b>	<b>Acquirenti</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Imprese con surplus di EAUs</li> <li>• Soggetti che generano Ers</li> <li>• Paesi <i>lunghi</i> con surplus di AAUs (Russia, Ucraina)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Imprese in deficit di EAUs</li> <li>• Paesi <i>short</i> di AAUs: UE, Giappone, Canada</li> </ul>
 <p>Intermediari o pool (Carbon Funds, Operatori di mercato, Investitori, associazioni, Privati)</p>	

**Figura 16: I segmenti del Carbon Market**

### ***I titoli ed i certificati scambiati***

- AAUs: Assigned Amount Units. Permessi di emissione allocati fra i paesi firmatari del Protocollo di Kyoto tenendo conto delle emissioni storiche al 1990 e dell'impegno di riduzione preso.
- ERUs: Emission Reduction Units. Crediti relativi ad una tonnellata di CO<sub>2eq</sub> generati da progetti JI (art.6).
- CERs: Certified Emission Units. Crediti relativi ad una tonnellata di CO<sub>2eq</sub> generati da progetti CDM (art.12).
- RMUs: Removal Units. Crediti relativi ad una tonnellata di CO<sub>2eq</sub> generati da attività LULUCF (Land Use, Land Use Change and Forestry (art.3.3 e 3.4).

### ***Le borse europee della CO<sub>2</sub>***

Nell'ambito dell'ETS, i diritti di emissione sono scambiati su vari mercati e anche fuori borsa (over the counter); la ECX/ ICE (European Climate Exchange/Intercontinental Exchange: <http://www.europeanclimateexchange.com>) è la borsa con il più alto volume di scambi. Esistono tuttavia varie piattaforme di scambio tra cui:

- EEX: European Energy Exchange. <http://www.eex.de>
- EXAA: Energy Exchange Austria. <http://www.exaa.at/cms>
- POWERNEXT: <http://www.powernext.fr>
- NORDPOOL: <http://www.nordpool.no>

#### **5.1.1.4. I meccanismi flessibili: ruolo dei "Sink"**

Per raggiungere l'obiettivo di riduzione delle emissioni che, con lo sganciamento degli USA, si è ridotto al 3,8% (rispetto al 1990), la via maestra indicata dal Protocollo per la riduzione delle emissioni punta sui settori industriali dell'energia e dei trasporti. Ma, nel corso del negoziato, hanno assunto un ruolo rilevante i tagli ottenibili attraverso il meno costoso ricorso alla forestazione ed ai cosiddetti "meccanismi flessibili".

I Paesi possono raggiungere parte del proprio obiettivo di riduzione anche facendo ricorso alle piantagioni forestali, in grado di assorbire il carbonio atmosferico (*Sink*). In sostanza, piantando nuovi alberi possono permettersi di non fare tagli troppo drastici alle emissioni industriali. I Paesi in Via di Sviluppo e parte di quelli europei chiedevano un uso moderato dei sink, ma l'accordo di Marrakech ha ceduto alle richieste, soprattutto di Russia e Giappone, che volevano invece mano libera.

L'Italia ha proposto di assegnare oltre il 15% del suo target di riduzione al 2012 all'assorbimento incrementale delle foreste (più di 15 Mt di CO<sub>2</sub> su circa 100 Mt concordata in sede di burden sharing europeo). Tale ruolo della riforestazione sembra eccessivo sulla base degli studi effettuati ed è stato criticato dalla Commissione Europea. Tuttavia, essendo una quantità non misurabile, rimane materia di discussione in sede di contrattazione internazionale.

#### **5.1.1.5. Il Piano italiano di riduzione gas serra**

L'Italia ha ratificato il Protocollo di Kyoto attraverso la legge di ratifica del 1 giugno 2002, n. 120, in cui viene illustrato il relativo Piano nazionale per la riduzione delle emissioni di gas ad effetto serra. Il 16 febbraio 2005 è entrato in vigore il Protocollo dopo la ratifica da parte della Russia avvenuta nel mese di ottobre 2004.

L'Italia deve ridurre le emissioni di gas serra, entro il 2008-2012, del 6.5%, rispetto al 1990, ovvero le emissioni dovranno passare dai 521 Mt del 1990 a 487 Mt e dunque il "gap" da colmare è di 34 Mt. Tuttavia, considerato che nel 2000 le emissioni erano 546 Mt e che le

emissioni tendenziali al 2010, ovvero prevedibili a legislazione vigente, corrispondono a 580 Mt, il “gap” effettivo risulta di 93 Mt.

L’adozione del Decreto Legge n. 273 del 12 novembre 2004 (Disposizioni urgenti per l’applicazione della Direttiva 2003/87/CE in materia di scambio di quote di emissione dei gas ad effetto serra nella Comunità Europea, convertito con la Legge n. 316/04) ha consentito l’applicazione della Direttiva ETS in Italia dal gennaio del 2005. Il 13 aprile 2005 è stata approvata la Legge Comunitaria 2004 (ddl n. 2742-B) che ha recepito la Direttiva ETS delegando il Governo ad adottare, entro 18 mesi dalla data di entrata in vigore della legge, il decreto legislativo recante le norme occorrenti per dare attuazione alla Direttiva (Art.14). Il PNA (Piano Nazionale di Allocazione) italiano che attribuisce le quote per il periodo 2005 - 2007, trasmesso il 21 luglio 2004, è stato approvato dalla Commissione Europea il 25 maggio 2005 sia pur condizionatamente al recepimento di alcune modifiche richieste dalla Commissione.

L’Art. 2 del Decreto Legge n. 273/04 ha stabilito che i gestori degli impianti regolati dalla Direttiva ETS dovessero comunicare entro il 30 dicembre 2004 al Ministero dell’Ambiente e della Tutela del Territorio le informazioni necessarie ai fini dell’assegnazione delle quote di emissione per il periodo 2005 – 2007. Le specifiche relative al formato ed alle modalità per la trasmissione delle informazioni, nonché le specificazioni sui dati richiesti, sono state definite dai decreti direttoriali Dec/RAS/1715/2004 del 29/11/2004 e Dec/RAS/1877/2004 del 29/11/2004 del Ministero dell’Ambiente e della Tutela del Territorio e del Ministero delle Attività Produttive. Per ciascun gestore è prevista l’apertura di un conto di deposito nel registro dell’APAT (Agenzia per la protezione dell’Ambiente e per i servizi tecnici). Su tale conto vengono accreditate le quote di emissione assegnate ai singoli gestori dal PNA.

Il piano nazionale 2008-2012 di allocazione delle emissioni di CO<sub>2</sub> porta il tetto di emissioni a 201,57 in base ai piani comunitari.. Rispetto alla versione precedente, il nuovo piano prevede un taglio delle emissioni di 13,64 milioni di tonnellate di CO<sub>2</sub>equivalente. Al tetto di 195 milioni di tonnellate di CO<sub>2</sub>annue sono state aggiunte, sempre su indicazioni dalla Comunità Europea, le quote (6 milioni circa) dei nuovi settori assoggettati alla Direttiva Emission Trading, tra cui cracking e nero fumo. A tutti i settori industriali e’ stato chiesto un particolare sforzo per consentire al Paese di rispettare gli obiettivi europei e di Kyoto ed in questa ottica il taglio operato si e’ maggiormente concentrato sui settori e sulle fonti ad alte emissioni di CO<sub>2</sub>.

### ***Lo scambio delle quote di emissione***

Le quote di emissione assegnate dal PNA ai gestori regolati dalla Direttiva ETS possono essere scambiate attraverso contrattazioni bilaterali (OTC) oppure attraverso piattaforme di scambio organizzate (le c.d. “borse dei fumi”).

Nel caso in cui lo scambio avvenga su base bilaterale, il venditore delle quote è tenuto ad inserire l’operazione di vendita nel Registro tenuto dall’Apat; le quote di emissione scambiate, quindi, vengono automaticamente trasferite dal conto di deposito del venditore al conto di deposito dell’acquirente.

I mercati organizzati, invece, facilitano l’incontro tra la domanda e l’offerta delle quote di emissione e la formazione di prezzi efficienti. A livello europeo sono già attive alcune piattaforme di negoziazione; Nord Pool è attiva dal febbraio 2005 ed offre un servizio di trading e di clearing, EEX (European Energy Exchange) è operativa dal marzo 2005, Pownext ed EXAA (Energy Exchange Austria) sono operative dal maggio 2005.

#### *Il mercato delle quote di emissione del GME (Gestore del Mercato Elettrico):*

Da Aprile 2007 è attiva la prima piattaforma italiana per lo scambio delle quote di emissione organizzata e gestita dal GME.

Su tale piattaforma le contrattazioni delle quote di emissioni avvengono sulla base della negoziazione continua nel corso di diverse sessioni di scambio. Il GME organizza un book di negoziazione (uno per ogni anno di riferimento) nel quale, durante la sessione di contrattazione, ogni operatore può inserire le proposte di negoziazione (acquisto o vendita) indicando l’anno di validità di riferimento delle quote di emissione, la quantità e il prezzo riferito ad una quota di emissione.

Le proposte di acquisto e di vendita vengono ordinate secondo priorità di prezzo e, in caso di prezzo uguale, secondo l’ordine temporale di ricevimento dell’offerta da parte del sistema informatico del GME e automaticamente abbinate.

Il Mercato delle Quote di Emissione del GME consente agli operatori di ricercare sul mercato la controparte negoziale e di scambiare permessi di emissione secondo regole certe e predefinite, garantendo:

- indifferenza di controparte;
- trasparenza;

- efficienza nella formazione dei prezzi;
- sicurezza delle transazioni.

## **5.2. La politica energetica della UE - Il risparmio energetico in Europa**

Il risparmio energetico rappresenta uno dei temi-chiave della politica energetica dell'UE perché è in grado di conciliare tutte le priorità del momento:

- la competitività (Agenda di Lisbona);
- la difesa ambientale (in particolare la riduzione delle emissioni di gas serra prevista dal Protocollo di Kyoto);
- la sicurezza degli approvvigionamenti.

La strategia dell'Unione Europea, riepilogata nel Piano d'Azione dell'Ottobre 2006, identifica numerosi ostacoli e misure auspicabili per migliorare l'efficienza energetica con alcune azioni prioritarie.

L'Unione Europea ha già preso numerose iniziative per favorire l'efficienza e il risparmio energetico.

Sono state emanate le seguenti Direttive:

- Direttiva 2002/91/CE sulle prestazioni energetiche nell'edilizia;
- Direttiva 2004/08/CE sulla promozione della cogenerazione;
- Direttiva 2005/32/CE relativa alla progettazione ecocompatibile dei prodotti che consumano energia;
- Direttiva 2006/32/CE concernente l'efficienza degli usi finali e i servizi energetici.

Infine, il Piano d'azione europeo per l'efficienza energetica, dal titolo "Realising the potential", ha fatto seguito all'invito espresso dai capi di Stato e di Governo in occasione del Consiglio europeo della primavera del 2006 a predisporre con urgenza una strategia realistica in materia di efficienza energetica. Il piano d'azione propone una serie di iniziative e di provvedimenti considerati prioritari al fine di aumentare l'efficienza energetica di elettrodomestici, edifici, trasporti e impianti di produzione di energia.

Con tale documento la Commissione Europea ha voluto disegnare un percorso concreto di introduzione delle misure di incremento dell'efficienza energetica in Europa. La stima complessiva è per un potenziale di riduzione dell'ordine del 25% dei consumi totali, che per l'Italia equivale ad una riduzione di consumi di oltre 37 Mtep, che con il petrolio a 60 €/barile hanno un valore economico dell'ordine di 16 miliardi di Euro all'anno.

### **5.3. Il risparmio energetico in Italia – la normativa italiana.**

Il risparmio energetico e l'efficienza energetica negli usi finali in Italia sono promossi dal meccanismo incentivante dei titoli di efficienza energetica (TEE), detti anche “certificati bianchi”, inaugurati con i DM del luglio 2004 e seguiti, poi, sul piano comunitario, dalla Direttiva 2006/32/CE. In Italia, i distributori di energia elettrica e di gas naturale che riforniscono non meno di 100.000 clienti finali (che sono stati ridotti a 50.000 con l'ultima modifica al meccanismo avvenuta con il decreto del 21 dicembre 2007) sono obbligati ad intervenire per la riduzione dei consumi e l'efficienza energetica in quantità proporzionali all'entità di energia o gas distribuiti, eseguendo progetti, misure ed interventi direttamente o tramite società controllate o tramite società terze operanti nei servizi energetici (Energy Service Companies - ESCO) – l'ottemperanza a tale obbligo è materializzata nei “certificati bianchi”. L'obiettivo nazionale di risparmio energetico è ripartito tra le società di distribuzione in modo proporzionale alle quantità di energia elettrica/gas naturale distribuite.

Già i Decreti Bersani (79/99) e Letta (164/2000) avevano previsto obblighi di aumento dell'efficienza energetica per le società di distribuzione di energia elettrica e gas naturale.

Gli obiettivi di risparmio energetico sono stati inizialmente definiti con i Decreti 24 aprile 2001, ai quali non è però seguita una reale attuazione.

Nel luglio del 2004 il Ministero delle attività produttive ha ridefinito gli obiettivi di efficienza energetica per le società di distribuzione di energia elettrica e gas, modificando il quadro normativo di riferimento (Decreti 20 luglio 2004, come modificati dai decreti del Dicembre 2007, (GU 300 del 28/12/2007)). Per il settore della distribuzione del gas, oltre agli obiettivi di risparmio energetico, sono previsti interventi per lo sviluppo delle fonti rinnovabili. Il mercato dell'efficienza in Italia è stato avviato nel 2005 con risultati incoraggianti

#### ***Schema decreti ministeriali luglio 2004 - generalità***

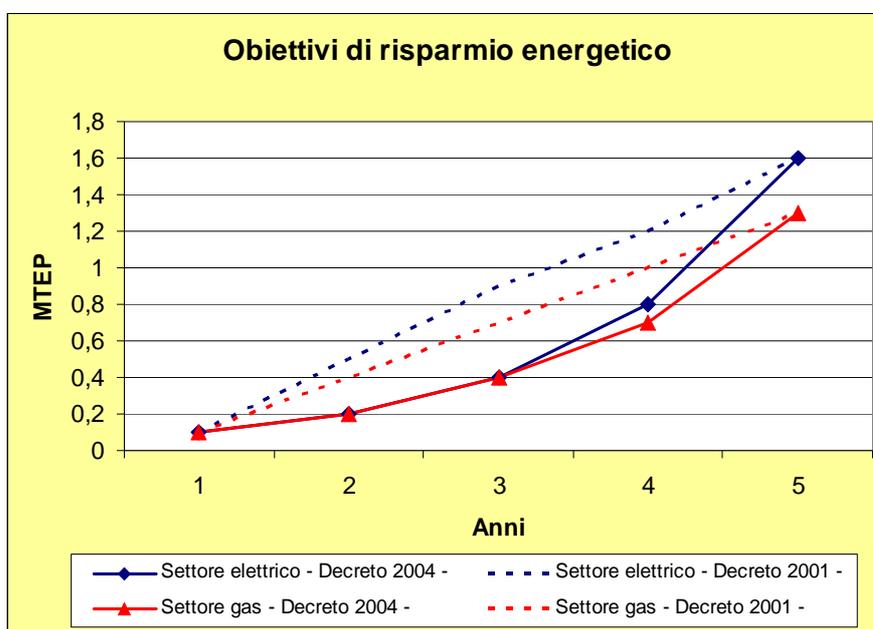
I decreti contengono, inter alias, le seguenti definizioni:

- definiscono obiettivi nazionali di risparmio di energia primaria a carico dei distributori di energia elettrica e di gas;
- definiscono le modalità attraverso le quali i distributori possono conseguire tali obiettivi;
- tipologie di interventi, tipologie di progetti;
- mercato dei titoli di efficienza energetica;

- prevedono la possibilità di un contributo tariffario alla copertura dei costi sostenuti dai distributori;
- introducono sanzioni in caso di inadempienza;
- affidano all'Autorità il compito di definire i criteri, le regole tecniche di funzionamento del nuovo impianto normativo e la gestione dell'intero meccanismo.

**Decreti ministeriali luglio 2004 - obiettivi nazionali di risparmio energetico**

I Decreti individuano il risparmio energetico da conseguire in ciascun anno di applicazione delle normative, sia per il settore della distribuzione elettrica che per il gas naturale (art. 3, comma 1) (vedi Figura 17).



**Figura 17: Gli obiettivi di risparmio energetico in Italia**

**Decreti ministeriali dicembre 2007 – revisione obiettivi nazionali di risparmio energetico**

La modalità di applicazione della normativa sul risparmio energetico sono state modificate nel nuovo Decreto del 21 Dicembre 2007<sup>15</sup> che stabilisce le condizioni per il conseguimento degli obiettivi di risparmio energetico per le società di distribuzione con più di 50.000 utenti. Il Decreto individua il risparmio energetico da conseguire in ciascun anno di applicazione delle normative, sia per il settore della distribuzione elettrica che per il gas naturale per gli

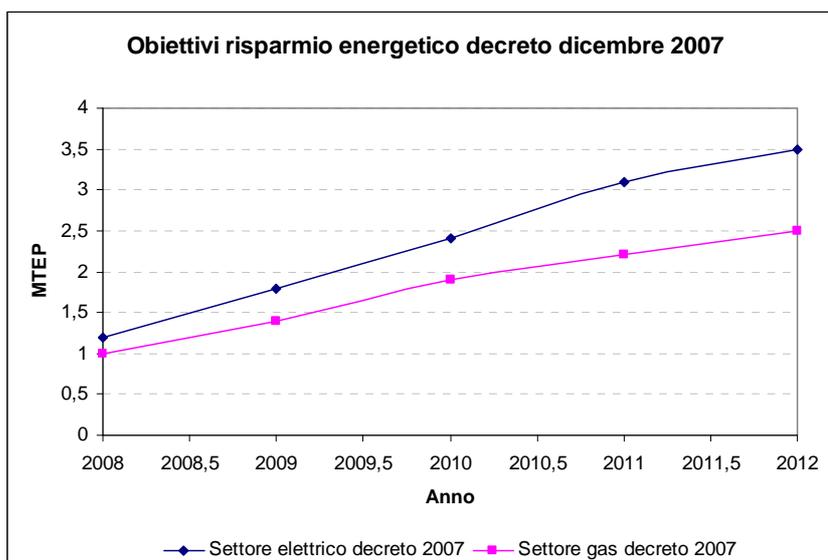
<sup>15</sup> Decreto 21 Dicembre 2007 -Ministero dello Sviluppo Economico. Revisione e aggiornamento dei decreti 20 luglio 2004, concernenti l'incremento dell'efficienza energetica degli usi finali di energia, il risparmio energetico e lo sviluppo delle fonti rinnovabili. -(GU n. 300 del 28-12-2007)

anni 2008-2012 e, con alcune Delibere dell’Autorità per l’Energia Elettrica e il Gas, introduce alcune modifiche al meccanismo dei “certificati bianchi”, tra cui le principali sono:

- Eliminazione del riconoscimento forfettario dei buoni d’acquisto (delibera n. 18/07) e avvio istruttoria su alcuni progetti (delibera n. 173/07);
- Aggiornamento metodi di quantificazione del risparmio:
  - revisione criteri di applicazione degli aggiornamenti delle “schede tecniche” (delibera n. 123/07);
  - aggiornamento fattore di conversione tra energia elettrica e energia primaria(DCO 2/08 e delibera EEN 3/08);
  - avvio aggiornamento di alcune schede tecniche in vigore per garantire l’incentivazione con risorse pubbliche solo di interventi di diffusione di tecnologie che garantiscono livelli di efficienza energetica superiori a quelli delle tecnologie mediamente installate (DCO 3/08 e delibera EEN 4/08).
- Avvio delle prime verifiche ispettive sui progetti (VIS 14/07 e pubblicazione della procedura per l’effettuazione dei controlli);
- Obbligo di registrazione dei prezzi delle transazioni bilaterali;
- Obbligo di registrazione accordi bilaterali stipulati da distributori obbligati;
- Aggiornamento dei criteri per la determinazione del contributo tariffario: risultati raggiunti in rapporto agli obiettivi, prezzi di scambio dei TEE, andamento prezzi dell’energia, informazioni sui costi dei progetti, tutela della concorrenza;
- Interventi sulla domanda di TEE:
  - innalzamento degli obiettivi 2008 e 2009 anche attraverso la revisione dei criteri di ripartizione degli obiettivi tra i soggetti obbligati;
  - abbassamento della soglia dell’obbligo (da 100.000 clienti a 50.000);
  - revisione della base di riferimento per la ripartizione pro-quota (energia distribuita dai soggetti obbligati vs energia distribuita a livello nazionale) e introduzione del concetto di obbligo di risparmio energetico come “onere reale” sulle reti di distribuzione (eliminazione della discrepanza tra obiettivi teorici e obiettivi assegnabili);
  - definizione di nuovi obiettivi per il triennio 2010-2012;
  - eliminazione del cosiddetto “vincolo del 50%”.
- Interventi sull’offerta di TEE:
  - estensione del diritto al rilascio di TEE ai soggetti che hanno ottemperato all’obbligo di nomina dell’energy manager( L. 10/91):
    - Soggetti operanti nel settore industriale con consumi > 10.000 tep;

- Soggetti operanti nel settore, civile, terziario e dei trasporti con consumi > 1.000 tep che realizzano interventi con risparmi energetici superiori ad una soglia minima individuata dall’Autorità.
- DCO (Documento di Consultazione) 6/08 su dimensione minima progetti presentati da nuovi distributori obbligati e da nuovi soggetti ammessi lato offerta;
- Interventi per contrastare la volatilità dei prezzi:
  - meccanismo di ‘assorbimento’ di eccessi di offerta;
    - se relativi a TEE in possesso di SSE o dei nuovi soggetti ammessi al rilascio dei TEE e > 5% dell’obiettivo;
    - il *surplus* va ad aggiungersi all’obiettivo dell’anno successivo;
    - estensione del *banking* tra primo e secondo periodo di attuazione.
- Interventi di correzione e semplificazione sul meccanismo sanzionatorio:
  - previsione di sanzioni amministrative ai sensi della Legge n. 481/95;
  - previsione della possibilità di compensare nell’anno successivo inadempienze inferiori al 40% dell’obiettivo (75% per l’obiettivo 2008, limitatamente ai nuovi distributori obbligati);
  - al di sopra di tale ‘soglia’ di inadempienza la sanzione non estingue l’obbligo di compensare l’inadempienza.

Il grafico in Figura 18 illustra gli obiettivi di risparmio energetico per gli anni 2008-2012:



**Figura 18: Obiettivi risparmio energetico per gli anni 2008-2012**

### ***Progetti Ammissibili***

Il conseguimento degli obiettivi avviene attraverso lo sviluppo di interventi di risparmio energetico. Tali interventi possono essere sviluppati da:

- distributori di energia elettrica e di gas naturale (anche non soggetti agli obblighi);
- società controllate;
- società operanti nel settore dei servizi energetici (società, incluse le imprese artigiane e loro forme consortili, che hanno come oggetto sociale l'offerta di servizi energetici integrati per la realizzazione e l'eventuale successiva gestione degli interventi)

#### **5.3.1. I Titoli di Efficienza Energetica (TEE anche conosciuti come Certificati Bianchi)**

I TEE, emessi dal GME, certificano i risparmi energetici conseguiti e consentono la verifica del conseguimento degli obiettivi e l'erogazione del contributo tariffario a copertura degli oneri sostenuti.

Entro il 31 maggio di ogni anno, a partire dal 2006 (per l'obiettivo 2005), i distributori obbligati devono consegnare all'Autorità TEE equivalenti, in volume e tipologia, al proprio obiettivo annuale.

I TEE iscritti nel conto proprietà di ciascun soggetto sono commercializzabili nel mercato organizzato dal GME secondo regole approvate dall'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas (AEEG) attraverso contratti bilaterali. I TEE hanno una durata di 5 anni (con eccezioni):

Esistono tre tipologie di certificati bianchi:

- *Titoli di tipo I*, che attestano i risparmi conseguiti attraverso interventi volti a ridurre i consumi finali di energia elettrica;
- *Titoli di tipo II*, che attestano i risparmi conseguiti attraverso interventi volti a ridurre i consumi finali di gas naturale;
- *Titoli di tipo III*, che attestano i risparmi conseguiti attraverso interventi che comportano la riduzione del consumo finale di altri combustibili.

Fino al dicembre 2007 le società di distribuzione erano tenute a coprire almeno il 50% del proprio obbligo di risparmio energetico con titoli riferiti all'energia distribuita (elettricità o gas naturale). Quest'obbligo è stato rimosso con il decreto del dicembre 2007.

I titoli sono bancabili: i distributori, per adempiere all'obbligo, possono utilizzare titoli emessi in qualunque anno del periodo 2005-2009.

Sono previste sanzioni per le società di distribuzione inadempienti. L'Autorità non ha ancora stabilito in dettaglio l'ammontare delle sanzioni. La normativa prevede che siano superiori al costo necessario a realizzare gli interventi di risparmio energetico. I distributori inadempienti sono comunque tenuti a recuperare eventuali ammanchi entro due anni.

### ***Contributo tariffario***

La Delibera AEEG n. 219/04 prevede un contributo per i progetti che comportano una riduzione dei consumi finali di energia elettrica e gas naturale (titoli di tipo I e II). Il contributo viene erogato per contribuire alla copertura:

- dei costi sostenuti dai distributori soggetti agli obblighi;
- dei costi connessi al conseguimento degli obiettivi di risparmio di energia primaria fissati dai DM:
  - solo se conseguiti attraverso la riduzione dei consumi di elettricità o di gas naturale;
  - sia attraverso la realizzazione di progetti sia attraverso l'acquisto di TEE.

L'ammontare del contributo è definito su base annua dall'AEEG. Le risorse per l'erogazione dei contributi sono raccolte attraverso apposite componenti tariffarie.

Si riassumono di seguito i soggetti coinvolti nel meccanismo dei TEE:

*Soggetti Interessati:* Soggetti obbligati: distributori di energia elettrica e gas con più di 100.000 clienti finali (50.000 dopo decreti dicembre 2007):

- devono realizzare gli interventi o acquistare TEE per un ammontare equivalente al loro obiettivo.

*Soggetti volontari:* altri distributori di energia elettrica e gas, società di servizi energetici, produttori, impiantisti, ecc.:

- possono realizzare gli interventi di efficienza energetica.

*Clients finali:* tutti

- fruiscono degli interventi di efficienza energetica;
- prelievo in tariffa di molto inferiore ai benefici economici che ne derivano.

*Istituzioni:* MAP, MATT, AEEG, GME, Regioni, ENEA.

### ***Metodi di valutazione dei risparmi***

I risparmi devono essere quantificabili in modo oggettivo e sufficientemente preciso. Se l'intervento non rientra tra quelli per i quali è predisposta una scheda tecnica, sarà quindi necessario:

- disporre di dati storici di consumo;
- misurare i flussi energetici dopo l'intervento;
- aggiustare i calcoli per considerare tutti i fattori che influenzano i consumi (clima, ore di lavoro, livelli di produzione, volumetria, ...).

I risparmi devono essere addizionali:

- ❖ solo la quota di minor consumo dei componenti, apparecchi, sistemi o
- ❖ tecniche costruttive utilizzate nell'ambito degli interventi rispetto a quelli "medi" disponibili sul mercato che siano idonei a svolgere le medesime funzioni, nel rispetto di tutte le normative in vigore, è utile ai fini della quantificazione dei risparmi.

Esistono tre metodi di valutazione dei risparmi:

1. Standard (in base a scheda tecnica deliberata dall'AEEG):

- i risparmi sono calcolati solo in base al numero di unità fisiche di riferimento (UFR) oggetto di intervento (es.: numero di lampade fluorescenti installate).

2. Analitici (in base a scheda tecnica deliberata dall'AEEG):

- i risparmi sono calcolati in base ad un algoritmo e alla misura di pochi parametri di funzionamento del sistema considerato;
- i metodi di valutazione standardizzata e analitica si basano su delle schede di valutazione tecniche predisposte dall'AEEG.

3. A Consuntivo (in base a Proposta di progetto e di programma di misura presentata dal titolare in cui sono descritti i criteri di valutazione del risparmio energetico)

- i risparmi sono calcolati in base ad un completo piano di monitoraggio, che tiene in debita considerazione tutti i fattori esterni che possono influenzare il risparmio.

### ***Dimensione minima di un progetto***

Un progetto può essere costituito da uno o più interventi realizzati presso uno o più clienti. L'attività di verifica e certificazione dei risparmi energetici spetta all'AEEG, o ad altri soggetti abilitati (tra cui regioni e province autonome). Ogni progetto deve aver prodotto un ammontare minimo di risparmi di energia primaria per dare accesso alla richiesta di certificazione di tali risparmi. Il rispetto della dimensione minima viene verificato solo nell'ambito della prima richiesta di verifica e certificazione dei risparmi energetici (RVC).

### ***Tempistiche***

La vita utile convenzionale degli interventi é pari al numero massimo di anni per i quali possono venire certificati i risparmi e conseguentemente rilasciati TEE:

- 5 anni per tutti i tipi di interventi;
- 8 anni per gli interventi specificati dai DM 20 luglio 2004 (relativi all'involucro edilizio).

La certificazione dei risparmi (e la conseguente emissione dei TEE) avviene solo a seguito della presentazione della prima richiesta di verifica e certificazione (RVC). La prima RVC può essere presentata solo al raggiungimento della dimensione minima. Le tempistiche di presentazione delle RVC (prima e seguenti) e del conseguente rilascio dei TEE differiscono per i progetti standardizzati, analitici e a consuntivo. Per procedere alla richiesta di TEE: procedura per progetti analitici devono quindi essere fatte alcune verifiche e fornite alcune informazioni quali

- verifica del rispetto dimensione minima prevista dalle LG (scrivere quali):
  - 50 [tep/anno] per i soggetti volontari;
  - 100 [tep/anno] per i soggetti obbligati.
- rispetto della tempistica di presentazione della richiesta prevista dalle LG;
- presentazione della richiesta di verifica e certificazione dei risparmi secondo i contenuti previsti dalle Linee guida e dalle schede tecniche di rendicontazione accessibili attraverso il sistema telematico EFFENERG predisposto dall'Autorità;
- informazioni necessarie:
  - informazioni generali sul progetto e sui soggetti coinvolti nella sua attuazione;
  - valori dei parametri caratteristici di funzionamento dei quali é prevista la misurazione.

### ***Il raggiungimento dell'obiettivo nel 2007: risultati del secondo anno di funzionamento.***

Il terzo rapporto annuale sul funzionamento del meccanismo dei TEE (situazione al 31 maggio 2008), mostra che, nel complesso, l'obiettivo nazionale assegnato per l'anno 2007 era pari a 633.382 tep, di cui 385.558 tep in capo a 10 distributori di energia elettrica e 247.824 tep a 20 distributori di gas naturale.

A fronte di questi obiettivi nel mese di giugno 2008 l'Autorità ha provveduto ad effettuare la verifica di adempimento agli obblighi sulla base dei titoli consegnati dai distributori entro il 31 maggio 2008, in ottemperanza al dettato della deliberazione 23 maggio 2006, n. 98/06. I

TEE consegnati coprono il 99,8% dell'obiettivo 2007 e, in aggiunta, consentono la compensazione delle lievi inadempienze registrate nella verifica di conseguimento dell'obiettivo 2006.

In virtù di quanto disposto dall'articolo 11 dei decreti ministeriali, anche i distributori inadempienti all'obbligo per l'anno 2007 avranno la possibilità di compensare l'inadempienza (pari complessivamente a 1.496 tep) nel biennio 2008-2009.

Per l'assolvimento agli obblighi dei primi tre anni, sono stati dunque finora complessivamente annullati 1.096.188 titoli così ripartiti:

- 878.336 di tipo I (attestanti la riduzione dei consumi di energia elettrica);
- 217.080 di tipo II (attestanti la riduzione dei consumi di gas naturale);
- 772 di tipo III (attestanti la riduzione dei consumi di combustibili solidi, liquidi e di altri combustibili gassosi).

La Tabella 13 riporta la ripartizione percentuale dei TEE complessivamente certificati dal 1° gennaio 2005 al 31 maggio 2008 tra le diverse categorie di soggetti ammessi al rilascio dei titoli.

<b>Tipologia di soggetto</b>	<b>Percentuale di TEE certificati rispetto al totale</b>
Distributori elettrici obbligati	11,4%
Distributori gas obbligati	10,1%
Distributori non obbligati	1,9%
Società di Servizi Energetici (SSE)	76,6%
<b>Totale complessivo</b>	<b>100%</b>

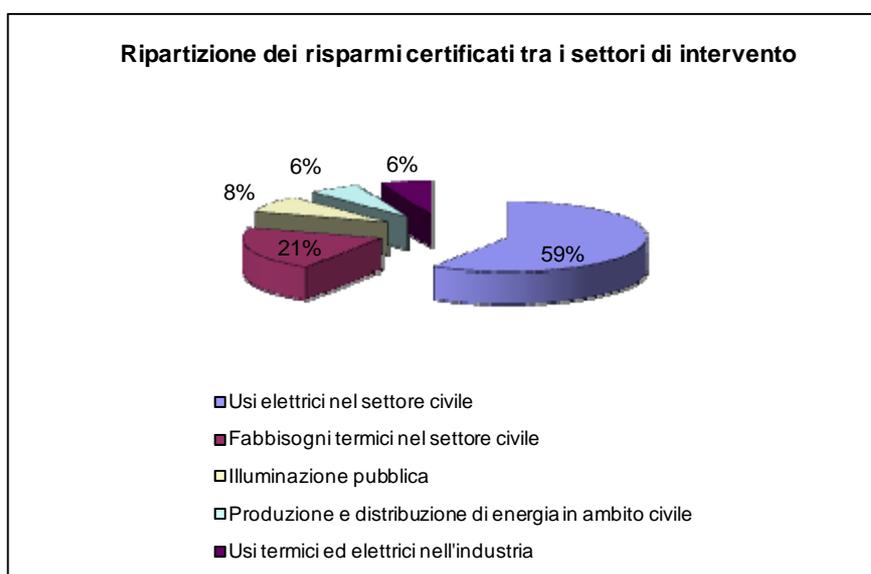
**Tabella 13: Livello di attività dei diversi soggetti coinvolti (Fonte: [11])**

Nel corso dei primi tre anni di attuazione, dunque, è andata aumentando la quota di TEE rilasciati a fronte di progetti presentati da soggetti non obbligati rispetto a quella rilasciata ai distributori soggetti agli obblighi: la quota emessa in favore di distributori sotto la soglia dell'obbligo e società di servizi energetici è infatti passata, tra la fine del primo anno di attuazione e la fine del secondo, dal 67,1% all'84,5% e, per le sole SSE, dal 64,6% al 76,6%.

La Figura 19 ripartisce i risparmi energetici certificati nel corso dei 41 mesi complessivamente intercorsi dall'inizio del meccanismo, in cinque ambiti di intervento:

- interventi sugli usi elettrici nel settore civile (sostituzione di lampadine ed elettrodomestici con modelli a basso consumo, ecc.);

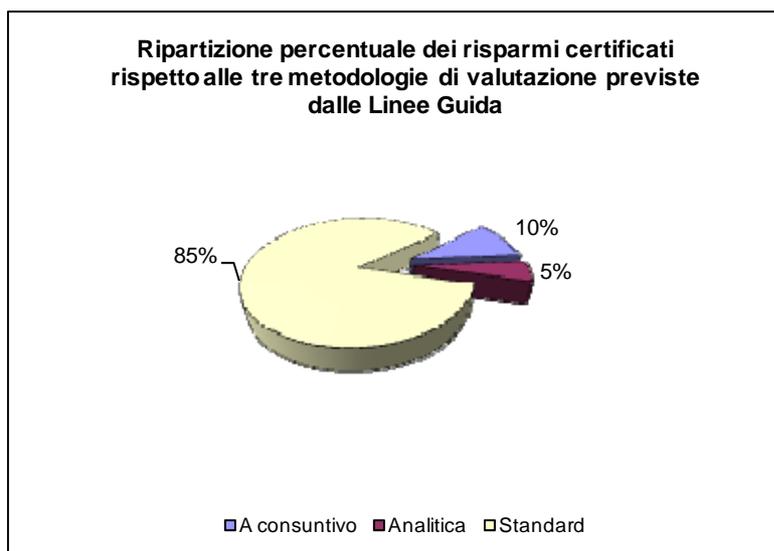
- riduzione dei fabbisogni termici nel settore civile (installazione di dispositivi per la riduzione dei consumi idrici, sostituzione di caldaie e scaldabagno con modelli ad alto rendimento, interventi sull'involucro edilizio, ecc.);
- interventi su sistemi di produzione e distribuzione di energia in ambito civile (pannelli fotovoltaici, impianto di cogenerazione, sistemi di teleriscaldamento, ecc.);
- miglioramento dell'efficienza nell'illuminazione pubblica (lampade ad alta efficienza, sistemi di regolazione automatica dei livelli di illuminazione, ecc.);
- interventi di varia natura nel settore industriale.



**Figura 19: Ripartizione dei risparmi certificati tra i settori di intervento**

Si conferma la prevalenza degli interventi per il risparmio di energia elettrica in ambito civile. Il peso percentuale di questa tipologia di interventi è cresciuto di ulteriori 4 punti percentuali rispetto al secondo anno di attuazione, mentre di 5 punti percentuali è cresciuta anche la quota relativa agli interventi per la riduzione dei fabbisogni termici in ambito civile; entrambe queste tipologie sono cresciute a discapito degli interventi sugli usi di illuminazione pubblica e sui sistemi di produzione e distribuzione di energia in ambito civile. E' rimasto invece ancora sostanzialmente stabile il contributo relativo degli interventi per la riduzione dei fabbisogni energetici in ambito civile e di quelli nel settore industriale.

Come già nei due anni precedenti, circa il 90% dei risparmi certificati al 31 maggio 2008 è stato ottenuto tramite l'impiego di metodologie semplificate di quantificazione di tipo standardizzato e analitico (Figura 20), confermando così l'efficacia di questo strumento nel facilitare la realizzazione di interventi e di risparmi energetici e l'accesso al meccanismo.



**Figura 20: Ripartizione percentuale dei risparmi certificati rispetto alle tre metodologie di valutazione previste dalle Linee Guida**

Relativamente al mercato dei TEE, Al 31 maggio 2008 gli operatori iscritti al Registro dei titoli di efficienza energetica<sup>3</sup> risultavano 215, dei quali 46 distributori, 160 società di servizi energetici e 9 traders. Dei 215 operatori iscritti al Registro, cresciuti del 23% negli ultimi 12 mesi, 175 hanno richiesto ed ottenuto dal GME anche la qualifica di operatori di mercato (di questi, 37 sono distributori, 131 sono società di servizi energetici e 7 sono traders); si registra dunque un ulteriore leggero aumento nella quota di operatori del Registro che si sono iscritti anche al mercato (dal 78% al 81%), legato in particolare ad una crescita del 30% del numero di SSE.

L'ammontare di titoli movimentati (nel mercato organizzato o attraverso contrattazione bilaterale) nei 12 mesi precedenti il 31 maggio 2008 risulta pari a 861.674 TEE, un valore superiore di un terzo rispetto agli obiettivi assegnati per il 2007. Si tratta di un volume complessivo poco meno di tre volte superiore rispetto a quello registrato nell'anno precedente (tra il 31 maggio 2006 e il 31 maggio 2007), e dunque cresciuto più che proporzionalmente al raddoppio degli obiettivi.

Circa un terzo del totale dei TEE scambiati nel periodo considerato (304.932 TEE) è stato negoziato nell'ambito delle 48 sessioni di contrattazione del mercato organizzato. Rispetto agli anni precedenti, dunque, tale quota, pur rimanendo minoritaria, mostra una crescita graduale (era stato il 17% nel primo anno, il 24% nel secondo ed è il 35% in questo terzo anno) e un crescente interesse degli operatori per questa sede di scambio.

In Tabella 14 è riportata la ripartizione tra le tre tipologie di TEE e i relativi prezzi di riferimento.

	<b>Tipo I</b>	<b>Tipo II</b>	<b>Tipo III</b>
<b>Scambiati</b>	243.646	58.986	2.300
<b>Controvalore totale</b>	€11.000.757	€4.506.039	€50.385
<b>Prezzo minimo</b>	€29,44	€60,00	€5,00
<b>Prezzo massimo</b>	€69,31	€90,00	€37,99
<b>Prezzo medio</b>	€45,15	€76,91	€21,91

**Tabella 14: Dati riassuntivi relativi alle 48 sessioni di mercato svoltesi tra il 5 giugno 2007 e il 27 maggio 2008 (Fonte: [11])**

#### ***5.4. L'incentivazione all'utilizzo delle fonti energetiche rinnovabili per la generazione elettrica in Italia: i Certificati Verdi (CV)***

Il mercato delle fonti rinnovabili e i relativi meccanismi di sostegno sono in continua evoluzione. Tutti i Paesi monitorano le loro politiche di supporto e le modificano nel tempo cercando di migliorarne il funzionamento. Le modalità di intervento di maggior diffusione sono riconducibili al meccanismo dei prezzi fissi garantiti (feed-in tariffs) e delle quote di mercato (che possono essere associate a Certificati Verdi (CV) negoziabili), o a forme ibride tra le due. Le caratteristiche fondamentali dei due sistemi sono riconducibili alla maggior certezza per gli investitori del sistema basato sui prezzi fissi garantiti e il conseguente minor costo del capitale per gli investimenti associato a una ridotta percezione del rischio. Il sistema delle quote è considerato maggiormente in linea con un mercato concorrenziale, ma più rischioso in quanto gli investitori sono soggetti a maggior rischio in termini di prezzi, di quota e di bilanciamento (Mitchell et. Al, 2006).

In Italia la promozione delle fonti rinnovabili risale al 1991, quando fu introdotto un meccanismo di tariffe garantite per 8 anni per tutti gli impianti alimentati a rinnovabili e per gli impianti cogenerativi, il cosiddetto "CIP6". Un sistema ritenuto più concorrenziale, basato su CV negoziabili, fu introdotto nel 1999 ed è stato più volte rivisto, fino alla revisione importante introdotta con la legge Finanziaria 2008; il continuo cambio nella regolamentazione ha creato un ambiente incerto per gli investitori che non ha facilitato lo sviluppo del settore.

##### ***I Certificati Verdi in Italia***

In Italia, il mercato creato nel settore energetico per gestire gli aspetti ambientali è quello dei certificati verdi (CV), con cui si crea uno spazio riservato nel settore elettrico per le fonti energetiche rinnovabili, in modo da assicurare loro una crescita coerente con gli obiettivi di

politica energetica, assegnando al mercato la definizione di prezzi adeguati alla remunerazione degli investimenti.

L'approccio di mercato alla promozione delle fonti rinnovabili è relativamente recente e l'Italia è stata tra i primi paesi ad attuare un mercato specifico per l'energia elettrica da fonti rinnovabili.

Il dLgs 79/99 prevede l'obbligo per importatori e responsabili di impianti alimentati a fonti tradizionali di immettere nel sistema elettrico nazionale una quota prodotta da impianti a FER pari al 2% dell'energia prodotta o importata eccedente i 100 GWh; l'obbligo di immissione può essere assolto anche acquistando la quota equivalente o i relativi diritti (materializzati nei cosiddetti "certificati verdi") da altri produttori di energia da FER, in questo modo partecipando alla remunerazione dei costi di investimento delle tecnologie FER. Il D. Lgs. 387/03 ha stabilito un incremento annuale di 0,35 punti percentuali, a partire dal 2004 fino al 2006, per la quota di energia rinnovabile da immettere nella rete elettrica. Con la legge Finanziaria 2008, infine, viene stabilito che la quota minima di energia prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili, da immettere nel sistema elettrico nazionale, per il periodo 2007-2012 sia incrementata annualmente di 0,75 punti percentuali, come illustrato nella Tabella 15 che segue.

Anno	Quota dell'obbligo (%)
2007	3,8
2008	4,55
2009	5,3
2010	6,05
2011	6,8
2012	7,55

**Tabella 15: Quota d'obbligo**

### ***Caratteristiche dei certificati verdi (CV)***

- Sono il tentativo di promuovere le fonti rinnovabili con meccanismi di mercato;
- Sono titoli annuali attribuiti all'energia da fonte rinnovabile prodotta da impianti alimentati da fonte rinnovabile con qualifica IAFR;
- Sono emessi per i primi 12<sup>16</sup> anni di piena produzione e possono essere negoziati sul mercato disgiuntamente dall'energia;
- Ogni certificato è relativo alla produzione dell'anno di riferimento e viene depositato da parte del produttore interessato presso il GSE (ex GRTN) per essere annullato quale prova di soddisfacimento dell'obbligo;

<sup>16</sup> il numero di anni è stato elevato da 8 a 12 dal D. Lgs. 152/06, (Codice dell'ambiente)

- Sono titoli al portatore: possono essere quindi negoziati liberamente e possono cambiare mano più volte prima dell'annullamento.

### ***Come si ottengono i Certificati Verdi***

Prima di tutto va chiesto al GSE il riconoscimento di impianto da fonte rinnovabile (IAFR); avuto il riconoscimento, si può chiedere al GSE l'emissione dei certificati per l'anno in corso o per quello successivo, oppure a consuntivo per l'anno precedente; insieme alla domanda, per gli anni successivi all'entrata in produzione, va presentata una dichiarazione dell'UTF che dimostrerà la produzione effettiva.

### ***Chi deve comperare i Certificati Verdi***

I produttori e gli importatori di energia elettrica obbligati ad immettere nel sistema elettrico energia da nuovi impianti da fonti rinnovabili per una quota pari al 3,05% (anno 2007, riferite al 2006) di quella convenzionale immessa in rete nell'anno precedente (la quota prodotta da impianti di cogenerazione è esclusa dal calcolo); l'obbligo può essere assolto anche acquistando Certificati Verdi da altri produttori che immettano la relativa energia nel sistema elettrico nazionale.

### ***Come si vendono i Certificati Verdi***

I Certificati Verdi sono liberamente negoziabili, o con accordi diretti tra le parti o collocandoli sul mercato attraverso la Borsa dell'energia; non sono state poste regole specifiche per il trasferimento dei titoli.

L'energia rinnovabile a cui sono associati i Certificati Verdi può essere utilizzata disgiuntamente dagli stessi in autoconsumo, con la cessione alla rete come eccedenza o la cessione sul mercato, sia tramite la Borsa sia con contratto bilaterale.

### ***Impianti alimentati a fonte rinnovabile (IAFR)***

E' la qualifica necessaria per poter usufruire dei Certificati Verdi. Questa qualifica è rilasciata dal GSE.

Per la definizione di tali impianti si fa riferimento:

- all'art. 4 del decreto 11 novembre 1999 - Direttive per l'attuazione delle norme in materia di energia elettrica da fonti rinnovabili di cui ai commi 1, 2 e 3 dell'articolo 11 del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79;

- al Decreto MAP 18/03/2002 “Modifiche ed integrazioni al Decreto MICA 11/11/1999“ ha apportato modifiche ed integrazioni per quanto riguarda in particolare le modalità di riconoscimento dei rifacimenti parziali degli impianti idroelettrici e geotermoelettrici e degli impianti alimentati con co-combustione.

Gli impianti che possono ottenere la qualifica IAFR sono quelli che entrano in esercizio, in data successiva al 1 aprile 1999, a seguito di:

- A. Potenziamento / ripotenziamento;
- B. Rifacimento;
- BP. Rifacimento parziale di impianti idroelettrici e geotermoelettrici;
- C. Riattivazione;
- D. Nuova costruzione;

e gli impianti termoelettrici, entrati in esercizio prima del 1 Aprile 1999, che operino in co-combustione successivamente a tale data:

- E. Impianti termoelettrici che operano in co-combustione.

#### *Il DLgs 152/06*

La riforma del diritto ambientale realizzata con il DLgs 152/06 ha:

- esteso il periodo di validità dei certificati verdi – e del connesso effetto incentivante per la produzione di energia elettrica da FER – dagli originari otto anni a dodici anni (art. 267, 4° comma, lettera d);
- sottratto il CDR-Q (combustibile da rifiuti di qualità elevata, “*combustibile classificabile, sulla base delle norme tecniche UNI 9903-1 e successive modifiche ed integrazioni, come RDF di qualità elevata, cui si applica l’art. 229*”) dal regime dei rifiuti (se “*prodotto nell’ambito di un processo produttivo che adotta un sistema di gestione per la qualità basato sullo standard UNI-EN ISO 9901 e destinato all’effettivo utilizzo in co-combustione (...) in impianti di produzione di energia elettrica e in cementifici*”);
- qualificato il CDR-Q come fonte rinnovabile in proporzione alla frazione biodegradabile in esso contenuta
- assoggettato il CDR-Q ed il CDR (combustibile da rifiuti “*di qualità ordinaria*”) al regime di incentivazione proprio delle FER, con la sola esclusione della garanzia d’origine per la parte non biodegradabile (art. 229).

### Domanda di Certificati Verdi

Si illustra in Figura 21 il processo per la determinazione della domanda di Certificati Verdi.

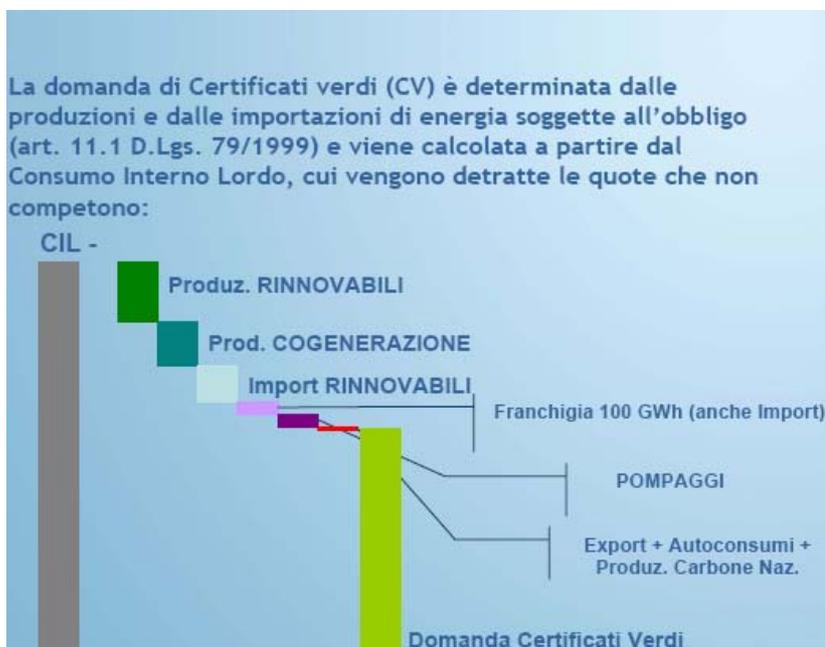


Figura 21: Il processo per giungere alla domanda di CV (www.aper.it)

### Offerta di CV

Si illustra in Figura 22 il processo per la determinazione dell'offerta di Certificati Verdi.

Andamento domanda CV su quota d'obbligo [GWh]

	2001	2002	2003	2004	2005 (*)
Produzione + import	314.891	322.301	331.662	336.447	340.953
Totale energia esentata	152.550	149.975	136.464	141.906	151.763
Obbligo percentuale		2,00%	2,00%	2,00%	2,35%
Energia sotto obbligo	162.341	172.326	195.198	194.541	189.191
<b>Domanda rinnovabili (calcolata)</b>		<b>3.247</b>	<b>3.447</b>	<b>3.904</b>	<b>4.572</b>
<b>Domanda rinnovabili (bollettino GRTN)</b>		<b>3.254</b>	<b>3.455</b>	<b>3.893,8</b>	<b>5.000</b>
(*) Valori provvisori GRTN					

Figura 22: Il processo per giungere alla stima dell'offerta dei CV (Fonte: APER www.aper.it)

### ***La legge Finanziaria 2007***

Si evidenzia che a seguito della pubblicazione della legge finanziaria 2007, entrata in vigore il 1° Gennaio 2007, è stata esclusa la possibilità di qualificare e rilasciare Certificati Verdi ai rifiuti e ai combustibili da rifiuti. È stata fatta salva la possibilità di qualificare e rilasciare Certificati Verdi ai soli impianti già autorizzati per i quali sia stata avviata concretamente la realizzazione (cfr. legge del 27/12/06 n. 296 commi 1117 e 1120 let. a) ).

Inoltre sempre la legge finanziaria 2007 ha escluso la possibilità di qualificare e rilasciare Certificati Verdi agli impianti di cogenerazione abbinati al teleriscaldamento, agli impianti alimentati a idrogeno ed a celle a combustibile ( cfr. legge del 27/12/06 n. 296 comma 1120 let. g)).

### ***La legge Finanziaria 2008***

Importanti novità relativamente al funzionamento del meccanismo dei CV sono state introdotte con la legge finanziaria 2008. In particolare, per impianti di potenza media nominale annua superiore a 1MW, entrati in esercizio dopo il 1 gennaio 2008, alimentati dalle fonti rinnovabili elencate nella tabella che segue, la produzione elettrica è incentivata mediante il rilascio di CV, di valore unitario pari a 1 MWh, per un periodo di 15 anni

I CV vengono emessi dal Gestore dei Servizi Elettrici, in numero pari al prodotto della produzione netta di energia elettrica da fonti rinnovabili moltiplicata per il coefficiente nella tabella seguente.

	<b>Fonte</b>	<b>Coefficiente</b>
1	Eolica per impianti di taglia superiore a 200kW	1,00
1-bis	Eolica offshore	1,10
2	Solare	**
3	Geotermica	0,90
4	Moto ondoso e maremotrice	1,80
5	Idraulica	1,00
6	Rifiuti biodegradabili, biomasse diverse da quelle di cui al punto successivo	1,10
7	Biomasse e biogas prodotti da attività agricola, allevamento e forestale da filiera corta*	*
7-bis	Biomasse e biogas di cui al punto 7, alimentanti impianti di cogenerazione ad alto rendimento, con riutilizzo dell'energia termica in ambito agricolo	*
8	Gas di discarica e residuati dai processi di depurazione e biogas diversi da quelli del punto precedente	0,8
*è fatto salvo quanto disposto a legislazione vigente in materia di produzione di energia elettrica mediante impianti alimentati da biomasse e biogas derivanti da prodotti agricoli, di allevamento e forestali, ivi inclusi i sottoprodotti, ottenuti nell'ambito di intese di filiera o contratti quadro ai sensi degli articoli 9 e 10 del D.Lgs. n. 102 del 2005 oppure di filiere corte ** per gli impianti da fonte solare si applicano i provvedimenti attuativi dell'articolo 7 del D.Lgs. 29 dicembre 2003, n.387		

**Tabella 16: Certificati Verdi - Coefficienti moltiplicativi (Legge Finanziaria 2008)**

Gli impianti di potenza media nominale annua non superiore a 1 megawatt (MW), (0,2 MW per l'eolico), alimentati dalle fonti rinnovabili elencate in Tabella 17, in alternativa ai Certificati Verdi, possono optare per una tariffa fissa onnicomprensiva di entità variabile, a seconda della fonte utilizzata come definita in Tabella 17.

	<b>Fonte</b>	<b>Entità della tariffa (EURO cent / kWh)</b>
1	Eolica per impianti di taglia inferiore a 200kW	30
2	Solare	**
3	Geotermica	20
4	Moto ondoso e maremotrice	34
5	Idraulica diversa da quella del punto precedente	22
6	Rifiuti biodegradabili, biomasse diverse da quelle di cui al punto successivo	22
7	Biomasse e biogas prodotti da attività agricola, allevamento e forestale da filiera corta*	*
8	Gas di discarica e residuati dai processi di depurazione e biogas diversi da quelli del punto precedente	18
*è fatto salvo quanto disposto a legislazione vigente in materia di produzione di energia elettrica mediante impianti alimentati da biomasse e biogas derivanti da prodotti agricoli, di allevamento e forestali, ivi inclusi i sottoprodotti, ottenuti nell'ambito di intese di filiera o contratti quadro ai sensi degli articoli 9 e 10 del D.Lgs. n. 102 del 2005 oppure di filiere corte ** per gli impianti da fonte solare si applicano i provvedimenti attuativi dell'articolo 7 del D.Lgs. 29 dicembre 2003, n.387		

**Tabella 17: Certificati Verdi – Tariffa onnicomprensiva (Legge Finanziaria 2008)**

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

A partire dal 2008, inoltre, il prezzo dei certificati verdi ritirati dal GSE è pari alla differenza tra il valore di riferimento, fissato in sede di prima applicazione in € 180 per MWh, e il valore medio annuo del prezzo di cessione dell'energia elettrica definito dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas (art. 13, c. 3 d.Lgs. n. 387/03)

Valore e coefficienti per le fonti energetiche rinnovabili possono essere aggiornati ogni tre anni dal Ministro dello sviluppo economico al fine di assicurare la congruità della remunerazione e l'incentivazione dello sviluppo delle fonti energetiche rinnovabili.

### ***Il Decreto Attuativo della legge Finanziaria 2008 in materia di incentivazione alle FER***

Il decreto sugli incentivi alle rinnovabili in attuazione dell'articolo 2, comma 150 della Finanziaria 2008<sup>17</sup>, che aveva previsto che “con decreti del ministro dello Sviluppo economico, di concerto con il Ministro dell'ambiente” vengano fornite le prime Direttive generali per rendere operativo il dettato della Finanziaria e per regolare la transizione dal vecchio al nuovo meccanismo di incentivazione.

Ad esclusione del fotovoltaico, che beneficia del nuovo conto energia, introdotto dal DM 19 febbraio 2007, le norme della Finanziaria 2008 hanno stabilito un sistema di incentivi sulla base della taglia degli impianti. Per quelli con potenza non superiore a 1 MW (0,2 MW per l'eolico) viene introdotta una nuova formula di "conto energia", sotto forma di tariffa incentivante corrisposta per ogni kWh immesso in rete.

Per gli impianti di potenza non superiore a 1 MW viene modificato il sistema dei certificati verdi introdotto in precedenza stabilendo il diritto a una tariffa fissa onnicomprensiva di entità variabile. Per l'accesso agli incentivi – che non possono essere cumulati ad esclusione di alcuni settori come gli impianti da biomasse di filiera - il decreto prevede che sia il Gestore Servizi Elettrici (Gse) a qualificare gli impianti e a determinare l'energia elettrica incentivata, definendo il numero di certificati verdi e la tariffa onnicomprensiva cui si ha diritto. La domanda va presentata al Gse non oltre i tre anni dalla data di entrata in esercizio dell'impianto. Sarà poi l'Autorità per l'energia elettrica e il gas a stabilire, entro 60 giorni dall'entrata in vigore del provvedimento, modalità, tempi e condizioni per l'erogazione delle tariffe fisse onnicomprensive, modalità per lo scambio sul posto, nonché per la verifica del rispetto delle disposizioni del decreto.

---

<sup>17</sup> Decreto 18 Dicembre 2008, “Incentivazione della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, ai sensi dell'Art. 2, comma 150, della Legge 24 Dicembre 2007, n. 244, GU n. 1, 2 Gennaio 2009.

### ***Certificati Verdi***

Il periodo di diritto ai certificati verdi è di 15 anni per l'energia elettrica incentivata prodotta da fonti rinnovabili in impianti ibridi entrati in esercizio dopo il 31 dicembre 2007; di 12 anni per quelli entrati in esercizio fino al 31 dicembre 2007; di 8 anni per gli impianti di cogenerazione abbinata al teleriscaldamento e impianti, anche ibridi, alimentati da rifiuti non biodegradabili. Prevista, in alcuni casi, la proroga di altri 4 anni.

### ***Scambio sul posto***

Al meccanismo di scambio sul posto, cioè la possibilità di vendere l'energia prodotta in eccesso immettendola in rete, possono accedere gli impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza nominale media non superiore a 200 kW, mediante meccanismi che saranno oggetto di successivi provvedimenti.

### ***Produzione da biomasse***

Nel decreto sono definite anche le caratteristiche e i meccanismi per la produzione di energia da biomasse da filiera e stabilite le procedure da applicare agli impianti per il riconoscimento della qualifica, nonché le modalità per il rilascio della garanzia di origine.

Il Gestore del mercato elettrico sarà il soggetto abilitato a organizzare e gestire la sede di contrattazione dei certificati verdi nell'ambito del mercato elettrico

## ***5.5. La riforma della PAC***

Forme più o meno indirette di incentivazione e sostegno alle FER provengono dalla riforma della Politica Agricola Comunitaria che, costretta dall'allargamento all'Est Europa a ridurre il sostegno finanziario "ordinario", sovvenziona le colture agroenergetiche - purchè vi sia la prova del loro utilizzo a fini energetici, per autoconsumo o per utilizzazione da parte di terzi - consentendo per esse l'utilizzo dei terreni soggetti all'obbligo di ritiro dalla produzione (terreni a set aside) ed assicurando un premio pari a 45 euro/ha, per un'area massima garantita di 1,5 milioni di ettari.

## ***5.6. I Piani Energetici Comunali***

L'Art. 5, co. 5 della L. n. 10/91, stabilisce che i Piani Regolatori Generali dei Comuni con popolazione superiore a 50.000 abitanti debbano prevedere uno specifico piano relativo all'uso delle fonti rinnovabili di energia, ossia un Piano Energetico Comunale (PEC). Obiettivo del PEC é l'integrazione del fattore "energia" nella pianificazione del territorio,

mediante l'individuazione delle scelte strategiche migliorative dello stato ambientale comunale e la promozione dell'uso razionale delle risorse, nella direzione di uno sviluppo sostenibile.

Il Piano Energetico Comunale è uno strumento pianificatorio che si affianca al Piano Regolatore Generale e che comporta la misura dei consumi di energia della città, suddivisi per settori, l'analisi di questi dati e l'individuazione degli interventi di risparmio di combustibili tradizionali (petrolio, benzine, carbone, metano) e la promozione dell'utilizzo delle fonti rinnovabili.

Il Piano Energetico Comunale (PEC) può essere definito come lo strumento di collegamento tra le strategie di pianificazione locale (PRG) e le azioni di sviluppo sostenibile, in quanto fa riferimento all'intenzione da parte delle pubbliche amministrazioni di favorire lo sviluppo delle fonti rinnovabili, di sensibilizzare gli utenti all'uso razionale dell'energia e di adeguare il Regolamento Edilizio ai principi del consumo razionale e sostenibile delle risorse energetiche.

La redazione del Piano Energetico Comunale, inoltre, risponde non solo ad un obbligo di legge, ma, rappresenta, anche, un'importante opportunità per lo sviluppo e il cambiamento delle città, alla luce del mutato scenario energetico, normativo, strutturale e pianificatorio. In particolare, la stesura del Piano Energetico del Comune richiede generalmente i seguenti passaggi fondamentali:

- L'inquadramento ambientale, socio-economico e dei servizi del Comune in analisi;
- L'analisi del mutamento dei consumi energetici sino da oggi;
- La determinazione dei fattori causa di questi consumi e la loro possibile evoluzione;
- La traduzione del futuro cambiamento in termini sia di nuovi consumi sia di emissioni di gas serra;
- La predisposizione di linee di azione che possano orientare l'evoluzione del sistema energetico comunale verso criteri di maggiore sostenibilità (contenimento dei consumi, introduzione di tecnologie più efficienti sul piano dei consumi/emissioni, diffusione delle fonti energetiche rinnovabili).

Il PEC è uno strumento di coordinamento organico delle politiche e degli strumenti di tutela ambientale in grado di fornire indicazioni per una corretta pianificazione energetica. Il documento generalmente considera tutti i possibili ambiti di intervento per la promozione di uno sviluppo energeticamente sostenibile: dalla promozione delle fonti energetiche rinnovabili, al risparmio energetico nell'edilizia ed urbanistica, alla mobilità, alla gestione dei

rifiuti. Per concretizzare gli obiettivi del PEC si possono introdurre specifiche Schede di Azione del Piano, suddivise per ambiti di intervento.

Nel capitolo 8 si descrive più nel dettaglio il Piano Energetico del Comune di Piove di Sacco, elaborato nel 2007 nell'ambito del lavoro di Dottorato.



## **PARTE II: GLI INVESTIMENTI NELLE FONTI RINNOVABILI DI ENERGIA**

I primi riferimenti alle FER si trovano nelle *leggi 9 e 10 del 1991*, dedicate al risparmio e all'efficienza energetica e fonte dello strumento del Piano Energetico Regionale (PER): nel promuovere le fonti rinnovabili, l'art. 1 della legge 9/91 identifica le FER ne: *“il sole, il vento, l'energia idraulica, le risorse geotermiche, le maree, il moto ondoso e la trasformazione dei rifiuti organici ed inorganici o di prodotti vegetali”*.

Più precisamente, il *DLgs 79/99*, in tema di liberalizzazione del mercato dell'elettricità, definisce le fonti energetiche rinnovabili all'art. 2, 15° comma quali: *“(…) il sole, il vento, le risorse idriche, le risorse geotermiche, le maree, il moto ondoso e la trasformazione in energia elettrica dei prodotti vegetali o dei rifiuti organici e inorganici”*) e prefigura il sistema di incentivazione alla produzione di energia elettrica da FER tramite lo strumento dei *Certificati Verdi* (art. 11).

In attuazione della Direttiva 2001/77/CE, relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da FER nel mercato dell'elettricità, il *DLgs 387/2003* fornisce una ulteriore e più aggiornata definizione di FER (art. 2, 1° comma, lettera a): *“le fonti energetiche rinnovabili non fossili (eolica, solare, geotermica, del moto ondoso, mareomotrice, idraulica, biomasse, gas di discarica, gas residuati dai processi di depurazione e biogas). In particolare, per biomasse si intende: la parte biodegradabile dei prodotti, rifiuti e residui provenienti dall'agricoltura (comprendente sostanze vegetali e animali) e dalla silvicoltura e dalle industrie connesse, nonché la parte biodegradabile dei rifiuti industriali e urbani”*, e definisce anche i *Certificati Verdi*, completandone il meccanismo di funzionamento.

Le FER analizzate sono quelle che possono essere più facilmente sfruttate nel territorio della provincia di Padova.



## **6. LE TECNOLOGIE PER LA GENERAZIONE ELETTRICA E TERMICA DA FER E PER L'EFFICIENZA ENERGETICA**

L'attività di ricerca nell'ambito del dottorato è stata indirizzata all'analisi degli aspetti tecnico-economici relativi allo sfruttamento delle fonti rinnovabili di energia e all'implementazione di azioni volte al miglioramento dell'efficienza energetica con particolare attenzione all'applicabilità delle iniziative nel territorio della Provincia di Padova. In particolare, è stata svolta attività di supporto e informazione scientifica agli operatori del territorio della provincia di Padova relativamente all'utilizzo delle fonti rinnovabili di energia, all'analisi di fattibilità di impianti per l'utilizzazione razionale dell'energia e l'impiego di fonti rinnovabili nelle utenze pubbliche e private.

Nell'ambito del progetto della Camera di Commercio di Padova "Efficienza energetica e fonti rinnovabili: strumenti di sviluppo per il territorio", che ha visto coinvolte diverse associazioni di categoria presenti nel territorio con il coinvolgimento anche del Parco Scientifico e Tecnologico Galileo, sono state elaborate delle schede tecniche informative relative alle fonti rinnovabili che potrebbero trovare applicazione nel territorio della provincia di Padova.

In particolare, sono state preparate le seguenti schede tecniche:

- Solare termico
- Biomasse ligno-cellulosiche
- Biogas
- L'uso dell'olio vegetale grezzo a fini energetici
- Geotermia
- Le tecnologie per l'efficienza energetica

Inoltre, è stata predisposta anche una scheda tecnica riassuntiva delle principali incentivazioni alla generazione elettrica e termica vigenti nel territorio nazionale e nella Regione Veneto.

## 6.1. Solare Termico

Il solare termico è la tecnologia concettualmente più semplice per realizzare il sogno antico di catturare l'energia del sole e convertire l'irraggiamento solare in energia termica e rientra tra i modi più razionali e puliti per scaldare l'acqua o l'aria nell'utilizzo domestico e produttivo. Il rendimento dei pannelli solari è aumentato di un buon 30% nell'ultimo decennio, rendendo varie applicazioni nell'edilizia, nel terziario e nell'agricoltura commercialmente competitive.

Gli impianti solari termici sono oggi una tecnologia affidabile e matura per il mercato e assumono un ruolo di particolare importanza nel contesto di progetti energetici integrati, cioè nella totalità degli interventi per il risparmio energetico dove è considerevole il fabbisogno energetico per l'acqua calda e il riscaldamento degli ambienti.

Impianti solari medi e grandi, progettati ed eseguiti con cura per ottenere una quota di copertura solare significativa del fabbisogno totale di calore (cioè senza accumulo stagionale di calore), sono oggi la possibilità più redditizia di sfruttamento del solare termico negli edifici.

Il grafico in Figura 23 riporta la crescita del mercato del solare termico in Italia (MWth)

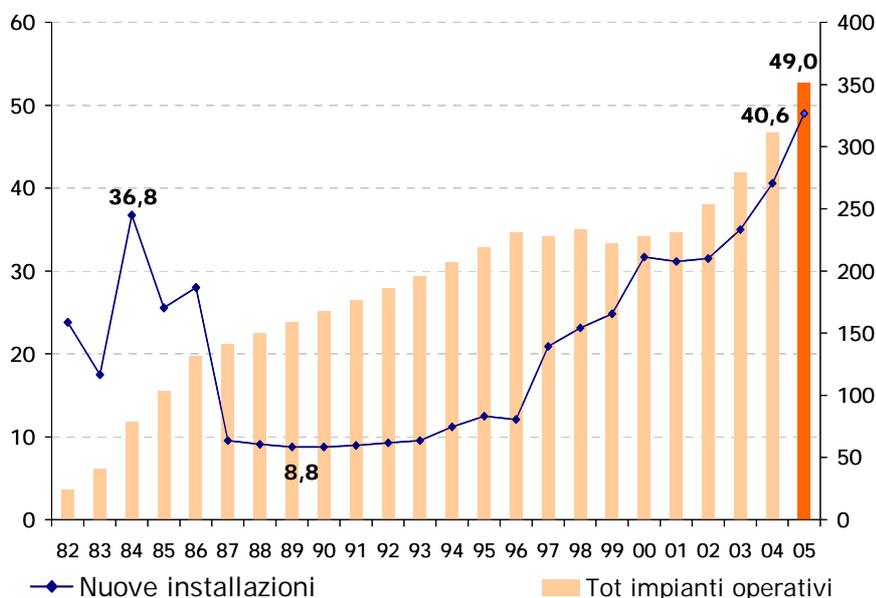


Figura 23: Il mercato del solare termico in Italia (MWth) [bb][bb]

### 6.1.1. Utilizzi del Solare Termico

Il solare termico ha significato ogniqualvolta vi sia un'elevata domanda di energia termica. I principali utilizzi della tecnologia solare termica sono:

- Riscaldamento di acqua calda sanitaria (acs) e riscaldamento ad uso domestico;
- Riscaldamento (o preriscaldamento) di acqua ad uso industriale;
- Riscaldamento di ambienti (diretto o tramite pompa di calore, pannelli radianti a pavimento o a parete);
- Riscaldamento di acqua per piscine;
- Produzione di energia elettrica (sperimentale).

La *climatizzazione* degli ambienti deve superare l'ostacolo della variabilità della domanda di energia nel corso dell'anno, prevalentemente in opposizione di fase con la disponibilità di energia solare. Per questo motivo si è sviluppata e si sta affermando negli ultimi anni, in modo particolare nelle regioni del Nord Europa, una nuova tipologia di impianti solari per la climatizzazione: si tratta dei cosiddetti sistemi combinati. Gli *impianti solari combinati* riscaldano l'acqua per usi sanitari e forniscono anche un contributo importante al riscaldamento degli ambienti, che nel caso di edifici residenziali può arrivare fino all'80% del fabbisogno termico complessivo. Tali sistemi si avvalgono di ampie superfici di captazione e utilizzano *sistemi di accumulo* dotati di elevato isolamento. Per garantire l'efficienza dell'impianto solare nell'integrazione per il riscaldamento degli ambienti è auspicabile che il sistema di distribuzione del calore nell'edificio sia a bassa temperatura, infatti minori sono le temperature di mandata e di ritorno del circuito, maggiore è l'efficienza dell'impianto solare. Negli edifici nuovi l'installazione è solitamente più favorevole rispetto al caso degli edifici esistenti per la facilità con cui il collettore è collegato all'impianto idraulico.

### 6.1.2. Gli impianti solari per usi termici – i componenti

La configurazione di un impianto è semplice, essendo sostanzialmente costituito da:

- I collettori solari;
- Il serbatoio di accumulo;
- Il sistema di controllo.

### ***Il Collettore Solare***

I collettori solari sono piastre captanti che, grazie alla loro geometria e alle proprietà della loro superficie, assorbono la radiazione solare incidente e la convertono in calore che trasferiscono ad un fluido termovettore (aria, acqua, olio, ecc.) che scorre attraverso essi. L'energia solare catturata è trasportata dal fluido in un serbatoio d'immagazzinamento del calore oppure può essere direttamente utilizzata per il riscaldamento e/o il condizionamento, circolando nell'impianto. La caratteristica principale che identifica la qualità di un collettore solare è l'efficienza, intesa come capacità di conversione dell'energia solare incidente in energia termica.

### ***Il Serbatoio d'accumulo***

Il serbatoio di accumulo è un serbatoio di acciaio ben coibentato che di norma raccoglie il fluido fornito dai campi collettori, integrato con l'impianto convenzionale in modo tale da migliorare l'efficienza della caldaia tradizionale. Il serbatoio normalmente ha delle dimensioni che vanno da un minimo di 150 litri per un nucleo familiare di 2-3 persone, oppure da 400 litri per un nucleo di 4-6 persone, fino anche a 2000 litri per alberghi o cascine di agri-turismo.

### ***Sistema di controllo***

L'esperienza acquisita in Europa negli ultimi anni grazie alla realizzazione di numerosi impianti ha dimostrato come sia altamente raccomandabile che la strategia di controllo dell'intero impianto sia la più semplice possibile. In ogni caso va posta particolare attenzione all'ottimizzazione del funzionamento di tutti i sistemi, sia di generazione sia di distribuzione, per ottenere un'integrazione che miri a un risparmio notevole di combustibile tradizionale. Esistono sul mercato centraline di controllo specifiche, adatte a gestire il funzionamento dell'impianto solare e l'integrazione con i diversi sistemi di riscaldamento tradizionale.

I sistemi solari sono classificabili in base a:

- 1. Temperatura del fluido scaldato;*
- 2. Tipologia impianto;*
- 3. Modalità di circolazione del fluido.*

### **6.1.3. Classificazione sistemi solari in base alla temperatura**

I sistemi solari si distinguono in sistemi a *bassa*, *media* e *alta* temperatura in base alla temperatura del fluido scaldato.

#### ***Dispositivi solari a bassa temperatura***

Sono i più diffusi e utilizzano un collettore solare per riscaldare acqua (*sistemi diretti*), oppure un altro fluido (aria, liquido antigelo, ecc...) che dovrà passare attraverso un ulteriore scambiatore per scaldare l'acqua (*sistemi indiretti*). Lo scopo è captare e trasferire energia solare per produrre acqua calda o riscaldare gli edifici. Con la denominazione "bassa temperatura" ci si riferisce a fluidi scaldati al di sotto dei 100 °C. Pannelli solari di ultima generazione si spingono fino a 120°C.

#### ***Dispositivi solari a media temperatura***

La più comune tra le applicazioni della conversione a media temperatura è rappresentata dai forni solari con temperature comprese tra 120°C e 300°C. Sono dispositivi che richiedono la concentrazione dei raggi solari per raggiungere temperature maggiori di 250°C, in Italia riguardano una nicchia di mercato relativa all'hobbistica, mentre possono avere buone applicazioni nei Paesi ove la scarsità di risorse energetiche è un problema quotidiano. Altre applicazioni di questo tipo possono essere legate al calore di processo industriale, ma non sono diffuse.

#### ***Dispositivi solari ad alta temperatura***

I dispositivi ad alta temperatura (>300°C) utilizzano particolari sistemi di captazione in grado di elevare, attraverso l'uso di specchi concentratori, il livello di irraggiamento sull'assorbitore. Quest'ultimo viene protetto dalle dispersioni termiche con sistemi di protezione sotto vuoto, peraltro utilizzati anche nel caso di sistemi senza concentrazione per elevare le prestazioni del dispositivo. Mentre i dispositivi che operano a basse temperature hanno un utilizzo prevalente nei settori della produzione di acqua calda e della climatizzazione, i dispositivi ad alta temperatura sono finalizzati alla produzione di energia elettrica, attraverso turbine alimentate dal vapore prodotto dall'impianto. Non vengono qui analizzati in quanto non si sono ancora sviluppate in Italia linee di produzione industriali dedicate a tale tecnologia, nonostante vi siano sviluppi promettenti alla linea di ricerca avviata da ENEA alcuni anni fa.

### 6.1.4. Classificazione sistemi solari in base alla tipologia

Le principali tecnologie di collettore a bassa temperatura in Italia sono:

- *i collettori solari piani;*
- *i collettori solari sottovuoto e;*
- *i collettori solari a concentrazione.*

I *collettori solari piani* rappresentano la tipologia attualmente più diffusa e possono essere sia vetrati che scoperti. Quelli *vetrati* sono essenzialmente costituiti da una copertura in vetro trasparente con una piastra captante isolata termicamente nella parte inferiore e lateralmente, contenuti all'interno di una cassa metallica o plastica. La copertura trasparente è costituita da una o più lastre di vetro o di plastica poste al disopra della piastra assorbente per ridurre gli scambi termici convettivi e radiativi tra la piastra e l'atmosfera. Il vetro deve essere robusto, ma allo stesso tempo trasparente il più possibile alle varie gamme di frequenza, in modo da non essere 'opaco' a frequenze di luce utili. La piastra assorbente provvede ad assorbire la radiazione. Il miglior materiale con cui l'assorbitore può essere costruito è una sottile lastra di rame rivestita in materiale selettivo al titanio di tipo Tinox, il tutto saldato nella maniera migliore ai collettori di rame che trasportano il liquido da scaldare, onde evitare perdite di calore utile. L'isolamento termico serve a ridurre al minimo le perdite per conduzione della piastra, soprattutto nei periodi freddi e l'involucro ha funzione di contenimento e di protezione da polvere, umidità ed agenti atmosferici. I pannelli vetrati sono molto comuni, versatili e di costo medio.

Indicativamente si consigliano pannelli solari piani con assorbitore in rame colorato di nero per le seconde case al mare, dove praticamente l'acqua calda serve solo d'estate, ed il compito di coprire il fabbisogno di acqua calda sanitaria è svolto alla perfezione, arrivando facilmente al 100% di copertura se si dispone anche di un buon serbatoio. Nei casi invece in cui l'acqua calda occorra tutto l'anno è opportuno che i pannelli solari siano dotati di assorbitori ricoperti di rivestimenti selettivi se si vuole ottenere un buon rendimento annuale costante dell'impianto solare di almeno l'80% di copertura media del fabbisogno di acqua calda sanitaria. Ovviamente più a sud è installato l'impianto più tale rendimento si avvicinerà al 100 % del fabbisogno annuale. Si mostrano in Tabella 18 dimensioni e costi di tre tipologie di pannelli solari vetrati piani:

Rivestimento assorbitore	Rivestimento selettivo	Rivestimento selettivo	Verniciato nero
Dimensioni (m <sup>2</sup> )	2,5	2	2
Peso (kg)	47,5	37,5	37,5
Assorbimento solare (%)	95	95	76
Rendimento (%)	85	85	60
Costo (IVA inclusa) (€)	420	340	220

**Tabella 18: Principali parametri pannelli solari vetrati piani [t]**

I pannelli *scoperti*, invece, sono normalmente di materiale plastico, vengono direttamente esposti alla radiazione solare e l'acqua da riscaldare attraversa direttamente il pannello. Si tratta di pannelli con bassi costi ma, date le elevate dispersioni termiche che li contraddistinguono, indicati solo per uso estivo. Sono generalmente utilizzabili e convenienti, poiché poco costosi, per il riscaldamento di piscine, negli stabilimenti balneari, campeggi e residenze di villeggiatura estiva. L'assenza di copertura vetrata comporta infatti perdite per convezione elevate per un uso con basse temperature esterne e necessita di superfici maggiori rispetto alle altre tecnologie. Il rendimento di questa tipologia di pannelli non supera generalmente il 50%.

I *collettori solari sottovuoto* sono progettati con lo scopo di ridurre notevolmente le dispersioni di calore verso l'esterno. Infatti la presenza di un'intercapedine sottovuoto consente al fluido termovettore (che scorre all'interno in tubi ad U) di riscaldarsi, minimizzando le dispersioni termiche verso l'esterno. I collettori sottovuoto hanno efficienza più alta rispetto ai precedenti e sono utilizzabili per tutto l'arco dell'anno, ma sono anche più costosi (possono avere un costo tra il 30% e il 50% maggiore rispetto ai collettori piani).

I *collettori solari a concentrazione* sono collettori muniti di riflettori di diversa tipologia (parabolici lineari, eliostati, parabolici puntuali) capaci di concentrare la radiazione solare in corrispondenza dell'assorbitore all'interno del quale scorre il fluido termovettore.

### **6.1.5. Classificazione dei sistemi solari in base alla modalità di circolazione del fluido**

Relativamente alla tipologia di impianto, i pannelli sono ulteriormente classificabili nelle due categorie:

- a circolazione naturale;
- a circolazione forzata.

Nei *sistemi a circolazione naturale* la circolazione del fluido avviene per convezione ed è attivata direttamente dall'energia solare. In soluzioni integrate (collettore + boiler) per la produzione di acqua calda, il collettore solare deve essere posto ad un livello più basso del sistema di accumulo. Tali impianti rappresentano una buona soluzione in termini di economia d'impianto e di semplicità di installazione per abitazioni monofamiliari (2-5 persone). L'aspetto positivo di questo tipo di impianto è legato principalmente al fatto che la circolazione non necessita di pompe né di centraline di controllo, con risparmio sulle spese e sulle manutenzioni. I lati negativi invece sono legati al fatto che la posizione del serbatoio potrebbe rovinare leggermente l'estetica dell'abitazione, a meno che non si riesca a posizionarlo nel sottotetto. In questo caso si risolverebbero i problemi estetici, in quanto all'esterno saranno visibili solo i pannelli solari adagiati sul tetto. Per questo tipo di impianto rimane anche un problema di carichi sul sottotetto per ospitare un serbatoio pesante, una volta riempito, tra i 300 e i 500 kg.

Nei *sistemi a circolazione forzata* il fluido termovettore è spinto da un circolatore comandato da una centralina di regolazione. L'accumulo può essere posto a distanza rispetto ai collettori. Sono sistemi utilizzabili da abitazioni familiari con esigenze anche elevate in termini di prestazioni (acqua calda sanitaria ed eventualmente riscaldamento) e facilitano l'integrazione architettonica in quanto il sistema di accumulo si può posizionare ad un livello più basso del collettore. I sistemi a circolazione forzata sono adatti a strutture quali alberghi, impianti sportivi, scuole, campeggi etc...Rispetto ai sistemi a circolazione naturale si ha da mettere in preventivo un aumento dei costi di acquisto e di eventuale assistenza in caso di guasto della pompa.

Gli impianti presenti sul mercato europeo per la produzione di acqua calda sanitaria sono inoltre suddivisibili in due categorie: i sistemi "*factory made*" preassemblati in fabbrica, utilizzati generalmente presso utenze monofamiliari, e i sistemi "*custom built*" costruiti scegliendo indipendentemente collettori e boiler e assemblati sul luogo, in generale a circolazione forzata con superfici estese, adatti per utenze plurifamiliari.

### **6.1.6. Aspetti economici e requisiti tecnici**

Per la valutazione economica di un impianto solare termico è importante assumere una prospettiva di lungo periodo, come si è soliti fare per valutare l'acquisto di un immobile e dei relativi impianti.

Per dimensionare correttamente la superficie di collettori utili a soddisfare le caratteristiche dell'utenza è necessario individuare alcune informazioni di base quali:

- Il fabbisogno di acqua calda sanitaria (acs);
- L'orientamento e l'inclinazione delle superfici disponibili per l'installazione;
- Le condizioni climatiche del luogo e la presenza di eventuali fattori di ombreggiamento.

Successivamente è necessario scegliere il **tipo di collettore** solare da utilizzare e in base alle caratteristiche del tipo di collettore scelto, dimensionare la superficie di pannelli solari (e di conseguenza il numero) necessaria per soddisfare i dati di progetto.

La Tabella 19 contiene i requisiti dimensionali indicativi per gli impianti solari termici applicati a diverse realtà abitative:

REQUISITO TECNICO	UNITA' DI MISURA	DIMENSIONAMENTO DI MASSIMA
Fabbisogno acs per abitazione	litri/(persona/giorno)	50
Fabbisogno acs per hotel standard basso	litri /(stanza/giorno)	100
Fabbisogno acs per hotel standard alto	litri /(stanza/giorno)	160
Fabbisogno acs per spogliatoi attività sportive	litri /(utilizzatore/giorno)	35
Fabbisogno acs per ospedale	litri /(posto letto/giorno)	60
Fabbisogno acs per casa di riposo	litri /(persona/giorno)	40
Dimensionamento collettori solari piani per acs	m <sup>2</sup>	S=M*0,024
Dimensionamento collettori solari a tubi sottovuoto per acs	m <sup>2</sup>	S=M*0,0168
Dimensionamento collettori solari piani per impianti combinati	m <sup>2</sup>	Se inclinazione pannelli<40°: S=M*0,024*2 Se inclinazione pannelli>40°: S=M*0,024*3
Dimensionamento bollitore con collettori solari piani	litri/m <sup>2</sup>	Circa 50
Dimensionamento bollitore con collettori solari a tubi sottovuoto	Litri/m <sup>2</sup>	Circa 65
Dimensionamento collettori solari a tubi sottovuoto per impianti combinati	m <sup>2</sup>	Si riduce del 30% la superficie calcolata per i collettori piani
M=fabbisogno di acqua calda sanitaria, S=superficie		

**Tabella 19: Dimensionamento di massima impianti solari termici**

Il fabbisogno di acqua calda in base al quale è necessario dimensionare la superficie dei collettori solari varia a seconda che l'impianto produca soltanto l'acqua calda sanitaria o sia di tipo combinato. La produzione energetica di un impianto è dell'ordine di 1,5-3,5 kWh/m<sup>2</sup>giorno di superficie di collettore vetrato piano, rispettivamente in inverno e in estate alle nostre latitudini e con cielo sereno.

In termini del tutto orientativi si può considerare un costo complessivo di installazione (al netto di IVA 10%) pari a:

- 400-500 €/m<sup>2</sup> per impianti di grandi dimensioni e/o di semplice installazione (a collettori piani per la sola produzione di acs);
- 1200 €/m<sup>2</sup> impianti di piccole dimensioni, con collettori sottovuoto (per acs e riscaldamento con accumulo).

In Italia, quindi, un impianto solare per la produzione di acqua calda sanitaria a servizio di un edificio residenziale abitato da 4 persone avrà le seguenti dimensioni e costi indicativi (Tabella 20):

	<b>Collettori vetrati piani</b>	<b>Collettori a tubo sottovuoto</b>
Fabbisogno acs	200 litri/giorno	200 litri/giorno
Superficie collettori	4,8 m <sup>2</sup>	3,36 m <sup>2</sup>
Serbatoio	240 litri	220 litri
Costi	€ 1920-€ 2.400	€ 3500-€ 4000

**Tabella 20: Dimensioni e costi indicativi per impianto solare (nucleo familiare 4 persone)**

E' importante sottolineare come si tratti di costi indicativi per installazioni standard, in quanto le configurazioni ottenibili sono molteplici (tipo di scambiatore, complessità nell'installazione, integrazione con impianto esistente etc..) e comportano costi diversi.

I costi legati alla manutenzione e al funzionamento dell'impianto si aggirano intorno al 3% del costo di un impianto privato di piccola dimensione. Negli ultimi anni gli impianti solari si sono dimostrati affidabili e di norma necessitano solo di un impegno minimo per la manutenzione. Nel caso di un impianto a circolazione forzata il consumo di energia elettrica della pompa è stimabile intorno a 10 - 20 euro all'anno.

Per abbattere i costi di manutenzione è fondamentale una corretta progettazione di tutti i componenti del sistema. Un errato dimensionamento dell'impianto potrebbe causare rotture di alcuni dispositivi dovuti a shock termico (salti di temperatura), hot-spot (surriscaldamento di alcune parti dell'impianto) o gelo.

Gli impianti solari termici di grandi dimensioni (con oltre 100 metri quadrati di superficie di collettori) per utenze relativamente grandi rappresentano oggi l'applicazione più redditizia della tecnologia solare, sebbene siano ancora poco presenti in Italia. Grazie all'effetto scala, infatti, i costi unitari del collettore diminuiscono e allo stesso tempo gli impianti possono raggiungere rese più alte. Questi impianti vanno solitamente dimensionati per coprire il 15 –

30 % del fabbisogno totale di calore per case plurifamiliari, all'interno di piccole reti di teleriscaldamento, per ospedali e nel settore turistico.

I requisiti e i presupposti per l'installazione e il congruo esercizio di un impianto solare di grandi dimensioni si possono così sintetizzare:

- sufficiente superficie del tetto a disposizione (poche ombre, buon orientamento, eventuale ingombro di altri dispositivi);
- disponibilità di spazio per il serbatoio di accumulo all'interno o in prossimità dell'impianto;
- bassa temperatura di ritorno per il riscaldamento ambienti (se previsto);
- impianto termico centralizzato (riscaldamento ambienti e sistema di distribuzione ACS).

In presenza di un mercato ancora non completamente strutturato, il costo di un impianto dipende da numerosi fattori e può variare in funzione delle politiche di mercato aziendali nonché dalle caratteristiche dell'interlocutore/acquirente.

### **6.1.7. Incentivi all'installazione di pannelli solari termici**

Le recenti politiche in favore dell'efficienza e del miglioramento delle prestazioni ambientali del settore energetico hanno portato alla introduzione di misure di stimolo per l'installazione degli impianti solari termici, che in alcuni casi possono essere significative, soprattutto ad opera di regioni, province e comuni. Il tempo di recupero in assenza di incentivi per un impianto solare per acqua calda per un nucleo domestico è nell'ordine dei 3-5 anni se si sostituisce un boiler elettrico, di 8-12 anni se si sostituisce uno scaldabagno a gas. Tali valori sono da considerarsi orientativi in quanto legati al reale utilizzo dell'energia termica potenzialmente producibile con i sistemi solari.

Le misure di incentivo in ambito nazionale sono riconducibili alle seguenti categorie:

- contributi in conto capitale;
- detraibilità fiscale degli investimenti;
- IVA al 10%;
- credito agevolato.

La legge finanziaria 2007 (e il decreto applicativo) ha previsto per le spese relative all'installazione di pannelli solari per la produzione di acqua calda per usi domestici, industriali e per la copertura del fabbisogno di acqua calda in piscine e strutture sportive, case

di ricovero e cura, istituti scolastici e università, una detrazione dell'imposta lorda per una quota pari al 55% dell'importo rimasto a carico del contribuente, fino a un valore massimo della detrazione di 60.000 euro, da ripartire in tre quote annuali di pari importo.

Il Decreto legislativo 29 dicembre 2006, n. 311 introduce per tutti i nuovi edifici (o in occasione di nuova installazione di impianti termici o di ristrutturazione di impianti termici esistenti) l'obbligo di fare uso di fonti rinnovabili (solare termico o geotermia) per il riscaldamento dell'acqua sanitaria, per una frazione almeno del 50% del fabbisogno di acqua calda. Tale limite è ridotto al 20% per gli edifici situati in centri storici. Le modalità applicative di queste misure saranno definite successivamente con apposito decreto. Qualora si contravvenga a tali obblighi è necessario darne motivazione con una relazione tecnica.

### **6.1.8. Normativa di riferimento**

Le principali norme di riferimento per il solare termico sono quelle relative all'efficienza e al risparmio energetico. Esistono inoltre una serie di leggi, decreti e norme rilevanti per la costruzione di impianti solari termici e per la progettazione degli impianti (Tabella 21). Si richiama:

Riferimento normativo	GU	Descrizione
<b>Legge 9 gennaio 1991, n.10</b> Norme per l'attuazione del Piano energetico nazionale in materia di uso razionale dell'energia, di risparmio energetico e di sviluppo delle fonti rinnovabili di energia	<i>Gazzetta Ufficiale</i> n. 13 del 16 gennaio 1991	Con particolare riferimento al settore dell'edilizia, si richiamano: il Titolo II, artt. Da 25 a 37, recante "Norme per il contenimento del consumo di energia negli edifici"), confluito, poi, nel capo VI della parte II del T.U. edilizia (D.P.R. 380/2001), negli artt. da 122 a 135 e i regolamenti attuativi del titolo II: tra cui D.P.R. 412/19932
<b>DPR 26 agosto 1993, n. 412</b> Regolamento recante norme per la progettazione, l'installazione, l'esercizio e la manutenzione degli impianti termici degli edifici ai fini del contenimento dei consumi di energia, in attuazione dell'art. 4, comma 4, della legge 9 gennaio 1991, n. 10 (modificato dal <a href="#">d.P.R. 21 dicembre 1999, n. 551</a> , in G.U. n. 81 del 6 aprile 2000)	<i>Gazzetta Ufficiale</i> n. 96 del 14 ottobre 1993	Norme per progettazione, installazione e manutenzione impianti ed è modificato dal D.P.R. 551/1999 "Norme per la progettazione, installazione, l'esercizio e la manutenzione degli impianti termici degli edifici ai fini del contenimento dei consumi di energia, in attuazione dell'art. 4, comma 4, della legge 10/1991)"
<b>DPR 6 Dicembre 1991, n. 447</b> Regolamento di attuazione della legge 5 Marzo 1990, n. 46, in materia di sicurezza degli impianti	<i>Gazzetta Ufficiale</i> n. 38 del 15 febbraio 1992	Norme per i requisiti tecnico-professionali degli installatori, la progettazione, installazione, dichiarazione di conformità degli impianti termici
<b>DM 24 Aprile 2001</b> Individuazione degli obiettivi quantitativi nazionali di risparmio energetico e sviluppo delle fonti rinnovabili di cui all'art. 16, comma 4, del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164	<i>Gazzetta Ufficiale</i> n. 117 del 22 maggio 2001	Individua gli obiettivi quantitativi nazionali di risparmio energetico e sviluppo delle fonti rinnovabili che devono essere conseguiti dalle imprese di distribuzione di gas naturale e le loro tipologie di interventi e misure per il risparmio energetico e lo sviluppo delle fonti rinnovabili
<b>Decreto Legislativo 19 Agosto 2005, n. 192</b> Attuazione della Direttiva 2002/91/CE relativa al rendimento energetico nell'edilizia.	<i>Gazzetta Ufficiale</i> n. 222 del 23 Settembre 2005	Norma relativa alla diagnosi e certificazione energetica che rimanda tuttavia la soluzione di varie problematiche a successivi decreti attuativi
<b>Decreto legislativo 19 agosto 2005, n. 192,</b> "Attuazione della Direttiva 2002/91/CE sul rendimento energetico in edilizia" integrato con il <b>Decreto legislativo 29 dicembre 2006, n. 311,</b> "Disposizioni correttive ed integrative al decreto legislativo 19 agosto 2005, n. 192, recante attuazione della Direttiva 2002/91/CE, relativa al rendimento energetico in edilizia"	Decreto approvato ma <i>non ancora</i> <i>pubblicato in</i> <i>Gazzetta Ufficiale</i>	In tema di efficienza energetica degli edifici, introduce, inter alia, l'obbligo del solare termico su tutti i nuovi edifici per l'acqua calda sanitaria

Tabella 21: Solare Termico - Normativa di Riferimento

Sono inoltre da rispettare le leggi e le normative in materia di vincoli storico-artistico e paesaggistico o ambientale e dei regolamenti edilizi comunali (concessione o autorizzazione ai lavori o dichiarazione inizio attività).

Le imprese installatrici sono tenute ad eseguire gli impianti a regola d'arte utilizzando materiali di qualità. Sono da considerare componenti costruiti a regola d'arte quelli realizzati secondo le norme tecniche di sicurezza dell'UNI e del CEI, nonché quelli realizzati nel rispetto della legislazione tecnica vigente in materia di sicurezza, tra cui (Tabella 22):

UNI 8211:1981 Impianti di riscaldamento ad energia solare. Terminologia, funzioni, requisiti e parametri per l'integrazione negli edifici
UNI 8477-1:1983: Energia solare. Calcolo degli apporti per applicazioni in edilizia. Valutazione dell'energia raggiante ricevuta
UNI 8477-2:1985: Energia solare. Calcolo degli apporti per applicazioni in edilizia. Valutazione degli apporti ottenibili mediante sistemi attivi e passivi
UNI EN ISO 9488:2001: Energia solare: vocabolario
UNI 9711:1991: Impianti termici utilizzando energia solare. Dati per l'offerta. Ordinanze e collaudo
UNI ENV 12977-3:2004: Impianti solari termici e loro componenti
UNI 8219 (curva minima rendimento)
UNI 9182 (impianti idrici)
EN 12975 (collettori solari)
EN 12976 e ENV 12977 (impianti solari termici)

**Tabella 22: Solare Termico - Esempi di norme UNI e CEI**

### **6.1.9. Parametri e valori di riferimento per impianti termici di grandi dimensioni**

L'impianto solare standard di grandi dimensioni è costituito dal campo collettori, preferibilmente in grandi moduli oppure in elementi prefabbricati detti tetti solari, dal serbatoio di accumulo termico, dal sistema di carico e scarico dell'impianto (pompe, dispositivi di sicurezza, tubature) e dall'unità di controllo.

I collettori per impianti grandi vengono di preferenza integrati in tetti inclinati per ricevere maggiore insolazione. Alle nostre latitudini l'inclinazione ottimale è di circa 30°. Attualmente per gli impianti di grandi dimensioni vengono impiegati moduli di collettori anch'essi di grandi dimensioni da montare con facilità sulle travi del tetto, andando a sostituire il convenzionale manto di copertura. Sono in commercio anche interi tetti-collettore, che possono essere posati direttamente sull'edificio con tutte le tubature interne già predisposte. Esiste ovviamente anche la possibilità di sistemare i collettori su un tetto piano: questa soluzione presenta anche dei vantaggi, per esempio per quanto riguarda una maggiore libertà di orientamento dei collettori, ma i collettori montati sui tetti piani necessitano di una sottostruttura in grado di sostenere i carichi del vento e della neve, che deve essere montata in modo da non interferire con la impermeabilizzazione del tetto e che comunque aumenta il costo del campo collettori.

Il dimensionamento e la progettazione dell'impianto è da eseguire con la massima cura, per garantire il massimo della resa dell'impianto solare, ma allo stesso tempo per prevenire un eventuale surriscaldamento durante il periodo estivo. Il dimensionamento quindi non supera una copertura di 45-50 % del fabbisogno termico annuale per la produzione dell'acqua calda

sanitaria (quote maggiori si coprono in impianti di minori dimensioni). Il dimensionamento definitivo dell'impianto si regola secondo il fabbisogno di calore estivo, che generalmente è costituito solo dal fabbisogno per la produzione di acqua calda sanitaria. Per il dimensionamento definitivo della superficie di collettori occorrono dati monitorati o – in caso di nuove costruzioni - stime attendibili del carico termico, orientate ai valori medi della *norma UNI 9182*.

La Tabella 23 riporta i parametri dimensionali approssimativi per gli impianti solari di grandi dimensioni:

PARAMETRI	VALORI DI RIFERIMENTO
Superficie di collettori	– 0,8 - 1,0 m <sup>2</sup> per MWh/a fabbisogno di a.c.s. – ca. 12 -14 m <sup>2</sup> /m <sup>3</sup> di di fabbisogno acs (50°)
Volume di accumulo	50 - 100 l/m <sup>2</sup> superficie di collettori
Contributo solare	540 - 600 kWh/(m <sup>2</sup> *a)
Copertura solare	– ca. 45 - 50 % del fabbisogno a.c.s. – ca. 15 -30 % del fabbisogno totale (a.c.s. +riscaldamento)
Risparmio energia primaria	540 - 600 kWh/(m <sup>2</sup> *a)

**Tabella 23: Parametri dimensionali approssimativi per gli impianti solari di grandi dimensioni**

Negli ultimi anni si stanno proponendo anche i pannelli solari accoppiati a gruppi ad assorbimento per il condizionamento estivo degli edifici. L'energia termica prodotta dal pannello è dunque utilizzata in ingresso al gruppo ad assorbimento per la produzione di acqua fredda, ampliando la domanda termica soddisfatta dal pannello anche nei mesi estivi, quando altrimenti l'uso di energia termica è ridotto alla sola acqua calda sanitaria. Anche se l'investimento risulta abbastanza alto, abbinando questo sistema ad un impianto solare per acqua sanitaria ed integrazione al riscaldamento, è possibile arrivare ad una autonomia energetica quasi totale. L'elevato costo è principalmente dovuto al fatto che le macchine ad assorbimento necessitano di elevate temperature in ingresso al circuito caldo e quindi devono essere abbinate a pannelli solari ad alta temperatura.

**Esempio di impianto solare di grandi dimensioni [bbb]**

<b>Dimensioni</b>	
Superficie collettori:	100m <sup>2</sup>
Serbatoio di accumulo:	6m <sup>3</sup>
<b>Costo di investimento</b>	
Campo collettori (sottovuoto) e integrazione nel tetto	€ 36.760
Circuito solare (tubazioni, dispositivi di sicurezza, scambiatore di calore)	€4.540
Serbatoio solare e collegamento alla caldaia ed ai sistemi di distribuzione e a.c.s.	€6.919
Sistema di controllo	€680
Sistema di monitoraggio	€1.310
Mano d'opera	€8.760
Progettazione	€6.490
Totale impianto solare	€65.450
I.V.A. (10,00 %)	€6.545
Totale impianto solare incl. I.V.A.	€71.995
<b>Costo annuale di operazione</b>	
elettricità per pompe	€/anno 210
manutenzione	€/anno 200
Totale costo annuale	€/anno 410
<b>Risparmio energetico</b>	
Contributo solare	MWh/anno 60
Risparmio energetico (gas metano incl. rendimento caldaia)	MWh/anno 80
Risparmio combustibile	m <sup>3</sup> /anno 8.000
<b>Risparmio economico annuale</b> (rif. gas metano: 0,6 Euro/m <sup>3</sup> )	€/anno 4.800

Considerando la detraibilità fiscale dell'investimento (55% del costo dell'investimento, al netto dei contributi ricevuti, in tre anni, senza incentivi in conto capitale), il tempo di ritorno dell'investimento è di 8 anni.

L'investimento si ripaga invece in 12 anni quando si consideri solo un contributo in conto capitale pari al 30% del costo dell'investimento.

### 6.1.10. Esempio di impianto solare per utenza familiare

Per valutare la convenienza economica che deriva dall'installazione di un impianto solare termico per una famiglia media residente nel Veneto, si confronta questa spesa con quella che la famiglia sosterebbe utilizzando un impianto elettrico o a metano anziché un sistema solare, considerando i seguenti parametri:

<b>Situazione PRE-intervento:</b>	
Numero componenti famiglia:	4
Sistema riscaldamento acqua calda pre-intervento (2 casi):	1. scaldabagno tradizionale elettrico 2. scaldabagno tradizionale a metano
Costi pre-intervento (nei 2 casi) : 1. scaldabagno tradizionale elettrico 2. scaldabagno tradizionale a metano	- Tariffa elettrica, potenza impegnata 3kW: €0,18/kWh - Costo metano: €0,6/m <sup>3</sup> , rendimento caldaia metano 80%
<b>Situazione POST-intervento:</b>	
<b>Caso A:</b> Installazione impianto a pannelli vetrati di caratteristiche medio alte ( <i>a circolazione naturale</i> ) <b>Caso B:</b> Installazione impianto a pannelli vetrati di caratteristiche medio alte ( <i>a circolazione forzata</i> ) <b>Caso C:</b> Installazione impianto a pannelli sottovuoto di caratteristiche medio alte ( <i>a circolazione forzata</i> )	
<b>Superficie occupata (dettata anche dalle diverse misure standard dei pannelli a seconda della tipologia)</b>	Caso A: 4m <sup>2</sup> Caso B: 5m <sup>2</sup> Caso C: 4, 5m <sup>2</sup>
<b>Costo impianto solare (IVA esclusa)</b>	Caso A: € 3.700 Caso B: € 5.000 Caso C: € 4.950
<b>Rendimento impianto solare</b>	Caso A: 47% Caso B: 40% Caso C: 45%
<b>Anni vita impianto solare</b>	20
<b>Costi manutenzione</b>	Caso A: € 120 ogni 5 anni Caso B: € 80 ogni 2 anni Caso C: € 80 ogni 2 anni
<b>Incentivi (alternativi)</b>	55% detrazione IRPEF in 3 anni 30% del costo dell'impianto in conto capitale

**Risultati installazione impianto a pannelli vetrati piani a circolazione naturale**

Impianto esistente	Risparmio energetico	Risparmio energetico	Tempo di ripagamento nei due scenari alternativi	
			Solo incentivo IRPEF	Solo finanziamento del 30%
<b>Elettrico</b>	2.611 kWh/anno	470 €/anno	3 anni	5 anni
<b>Metano</b>	342 m <sup>3</sup> /anno	205 €/anno	8 anni	13 anni

**Risultati installazione impianto a pannelli vetrati piani a circolazione forzata**

Impianto esistente	Risparmio energetico	Risparmio energetico	Tempo di ripagamento	
			Solo incentivo IRPEF	Solo finanziamento del 30%
<b>Elettrico</b>	2.778 kWh/anno	500 €/anno	4 anni	7 anni
<b>Metano</b>	364 m <sup>3</sup> /anno	219 €/anno	12 anni	>15 anni

**Risultati installazione impianto a pannelli con tubi sottovuoto a circolazione forzata**

Impianto esistente	Risparmio energetico	Risparmio energetico	Tempo di ripagamento	
			Solo incentivo IRPEF	Solo finanziamento del 30%
<b>Elettrico</b>	2.813 kWh/anno	€506	4 anni	7 anni
<b>Metano</b>	369 m <sup>3</sup> /anno	221 €/anno	12 anni	>15 anni

## 6.2. La tecnologia fotovoltaica

All'interno del sole, a temperature di alcuni milioni di gradi centigradi, avvengono incessantemente reazioni termonucleari di fusione, che sprigionano enormi quantità di energia sotto forma di radiazioni elettromagnetiche.

L'energia irradiata si propaga nello spazio: l'intensità della radiazione che colpisce una superficie situata fuori dall'atmosfera terrestre alla distanza media tra la terra e il sole, pari a 149,5 milioni di km, e orientata perpendicolarmente rispetto alla radiazione, è conosciuta come costante solare, ed è pari  $1.367 \text{ W/m}^2 \pm 3,3 \%$  (per la diversa distanza Terra - Sole). L'atmosfera opera da filtro e l'intensità della radiazione incidente su una superficie orizzontale è mediamente pari a circa  $1.000 \text{ W/m}^2$ , in condizioni di giornata serena e sole a mezzogiorno.

### 6.2.1. Quanta energia?

La quantità di energia solare che arriva sulla superficie terrestre e che può essere utilmente "raccolta" da un dispositivo fotovoltaico dipende dall'*irraggiamento* del luogo. L'*irraggiamento* è la quantità di energia solare incidente su una superficie unitaria in un determinato intervallo di tempo, tipicamente un giorno ( $\text{kWh/m}^2/\text{giorno}$ ). Il valore istantaneo della radiazione solare incidente sull'unità di superficie viene invece denominato *radianza* ( $\text{kW/m}^2$ ). L'irraggiamento è influenzato dalle condizioni climatiche locali (nuvolosità, foschia ecc..) e dipende dalla latitudine del luogo: come è noto cresce quanto più ci si avvicina all'equatore. In Italia, l'irraggiamento medio annuale varia dai  $3,6 \text{ kWh/m}^2/\text{giorno}$  della pianura padana ai  $4,7 \text{ kWh/m}^2/\text{giorno}$  del centro sud e ai  $5,4 \text{ kWh/m}^2/\text{giorno}$  della Sicilia. Per il Comune di Padova si ha un valore minimo invernale di  $1,7 \text{ kWh/m}^2/\text{giorno}$  ed un massimo in estate di  $6,4 \text{ kWh/m}^2/\text{giorno}$  per un totale annuo di  $1407 \text{ kWh/m}^2$  (dati 1999)<sup>18</sup>.

### 6.2.2. La tecnologia fotovoltaica

Vi sono dei materiali semiconduttori che, opportunamente trattati, hanno la proprietà di convertire tale flusso di energia luminosa in energia elettrica, in base al cosiddetto effetto fotovoltaico. Un sistema fotovoltaico è in grado di trasformare, direttamente ed istantaneamente, l'energia solare in energia elettrica senza l'uso di alcun combustibile.

---

<sup>18</sup> Stima radiazione solare ENEA, 1999

L'efficienza di conversione, ovvero la quota di energia luminosa convertita in energia elettrica, è molto diversa in funzione del tipo di materiale utilizzato.

Attualmente esistono i seguenti tipi di celle commerciali:

- Silicio policristallino
- Silicio monocristallino
- Silicio amorfo
- Film sottile
- CIS (semiconduttori in rame - indio-selenio) e CIGS (rame-indio-gallio-selenio)
- Arseniuro di gallio (GaAs)
- Tellururo di cadmio (CdTe)

Il silicio, mono e policristallino, impiegato nella costruzione delle celle è lo stesso utilizzato dall'industria elettronica, che richiede materiali molto puri e quindi costosi. Tra i due tipi il silicio policristallino è il meno costoso, ma ha rendimenti di conversione dell'energia solare inferiori. L'efficienza dei moduli è in genere compresa tra il 12% e il 17% nel caso di silicio cristallino tra il 4% e il 10% per il silicio amorfo (vedi Tabella 24). Per ridurre il costo della cella sono in studio nuove tecnologie che utilizzano il silicio amorfo e altri materiali policristallini, quali il seleniuro di indio e rame e il tellururo di cadmio. Per celle di laboratorio in fase di sperimentazione e celle di altri materiali più costosi si possono raggiungere rendimenti anche del 40%, grazie alla concentrazione della luce solare e all'utilizzo di celle multistrato, con cui si riesce a captare l'energia alle diverse lunghezze d'onda della luce. Si riportano in Tabella 24 le principali caratteristiche delle celle fotovoltaiche commerciali.

	Si mono	Si poli	Si amorfo	GaAs	CdTe	CIS (CULNSe2)
<b>Rendimento cella</b>	14-17%	12-14%	4-6% singolo 7-10% tandem	32,5% (lab.)	10%	12%
<b>% Produzione mondiale</b>	65%	20-25%	10-15%	--	--	--
<b>Vantaggi</b>	Alto rendimento Stabile tecnologia affidabile	Costo basso Fabbricazione più semplice Miglior occupazione dello spazio	Costo basso e minore necessità di materiale ed energia nella fabbricazione Buon rendimento con basso irraggiamento; Flessibile	Alta resistenza alle alte temperature (ok per i concentratori)	Basso costo	Molto stabile
<b>Svantaggi</b>	Costo Quantità di materiale necessaria alla fabbricazione Complessità	Minore rendimento Complessità Sensibilità alle impurità	Basso rendimento Degrado iniziale Stabilità negli anni	Tossicità Disponibilità del materiale	Tossicità Disponibilità del materiale	Tossicità (Cd)

**Tabella 24: Principali caratteristiche delle celle fotovoltaiche in silicio [z]**

Gli impianti commerciali sono oggi quasi esclusivamente realizzati con celle di silicio cristallino, con diversi livelli di efficienza.

La variabilità della radiazione incidente è funzione del numero di ore e dell'intensità dell'insolazione, con forti variazioni nel corso dell'anno. In Figura 24 si riporta l'andamento della potenza di picco generata giornalmente da un impianto fotovoltaico in giorni tipici di ogni mese.

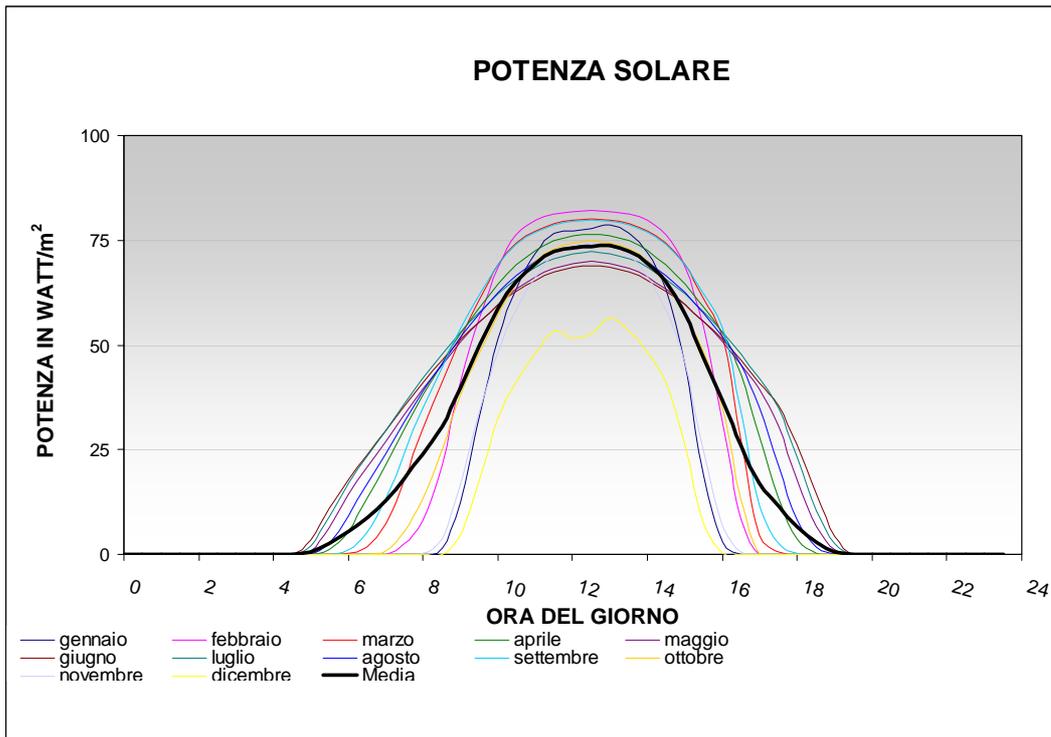


Figura 24: Andamento della potenza di picco generata giornalmente da un impianto fotovoltaico<sup>19</sup>

### 6.2.3. L'impianto fotovoltaico

Un sistema fotovoltaico è essenzialmente costituito da:

- un "generatore"
- un "sistema di condizionamento e controllo della potenza"
- un eventuale "accumulatore" di energia, la batteria
- la struttura di sostegno

Il *generatore fotovoltaico* è costituito da un insieme di *moduli* fotovoltaici collegati in modo da ottenere i valori di potenza e tensione desiderati. I moduli sono costituiti da un insieme di celle. Una cella fotovoltaica di dimensioni 10x10 cm si comporta come un minuscolo generatore, e nelle condizioni di soleggiamento tipiche dell'Italia, alla temperatura di 25°C arriva a fornire una corrente di 3 A, con una tensione di 0,5 V e una potenza pari a 1,5-1,7 Watt di picco. L'energia elettrica prodotta sarà proporzionale all'energia solare incidente, che varia nel corso della giornata, al variare della stagioni e al variare delle condizioni atmosferiche.

<sup>19</sup> Procedura di valutazione dell'efficienza di produzione di un impianto fotovoltaico". Tesi di Laurea in Ingegneria Elettrotecnica, Anno Accademico 2005-2006

In commercio, attualmente, i *moduli* più diffusi sono costituiti da 36 celle di silicio mono e policristallino disposte su 4 file parallele collegate in serie. Hanno superfici che variano da 0,5 ad 1 m<sup>2</sup>. Più moduli collegati in serie formano un *pannello*, ovvero una struttura rigida ancorabile al suolo o ad un edificio. Un insieme di pannelli, collegati elettricamente in serie costituisce una *stringa*. Più stringhe, collegate generalmente in parallelo, per cifornire la potenza richiesta, costituiscono il *generatore fotovoltaico*.

Il *sistema di condizionamento e controllo della potenza* è costituito da un inverter, che trasforma la corrente continua prodotta dai moduli in corrente alternata, assorbita dalla rete; da un trasformatore e da un sistema di rifasamento e filtraggio che garantisce la qualità della corrente in uscita.

#### **6.2.4. Le tipologie di impianti fotovoltaici**

L'alternanza giorno/notte, il ciclo delle stagioni, le variazioni delle condizioni meteorologiche fanno sì che la quantità di energia elettrica prodotta da un sistema fotovoltaico non sia costante né al variare delle ore del giorno, né al variare dei mesi dell'anno. Ciò significa che, nel caso in cui si voglia dare la completa autonomia all'utenza, occorre o collegare gli impianti alla rete elettrica di distribuzione nazionale (impianti "grid connected") o utilizzare dei sistemi di accumulo dell'energia elettrica che la rendano disponibile nelle ore di soleggiamento insufficiente (impianti "stand alone" o "in isola").

Gli impianti *in isola* sono i sistemi non collegati alla rete elettrica, costituiti dai moduli fotovoltaici, dal regolatore di carica e da un sistema di batterie che garantisce l'erogazione di corrente anche nelle ore di minore illuminazione o di buio. La corrente generata dal sistema fotovoltaico è una corrente continua. Se l'utenza è costituita da apparecchiature che prevedono una alimentazione in corrente alternata è necessario anche un convertitore dalla corrente continua, l'inverter.

Gli impianti *connessi alla rete* sono impianti stabilmente collegati alla rete elettrica, a cui cedono l'energia prodotta. Quando essi siano connessi a dei carichi, come nel caso degli impianti domestici, nelle ore in cui il generatore fotovoltaico non è in grado di produrre l'energia necessaria a coprire la domanda di elettricità, la rete fornisce l'energia richiesta. Viceversa, se il sistema fotovoltaico produce energia elettrica in più, il surplus viene trasferito alla rete e contabilizzato. Un inverter trasforma l'energia elettrica da corrente continua prodotta dal sistema fotovoltaico, in corrente alternata. I sistemi connessi alla rete non hanno

bisogno di batterie perché la rete di distribuzione sopperisce alla fornitura di energia elettrica nei momenti di indisponibilità della radiazione solare.

Infine, gli impianti *integrati negli edifici* costituiscono una delle più promettenti applicazioni del fotovoltaico. Si tratta di sistemi che vengono installati su costruzioni civili o industriali per essere collegati alla rete elettrica di distribuzione in bassa tensione. La corrente continua generata istantaneamente dai moduli viene trasformata in corrente alternata e immessa nella rete interna dell'edificio utilizzatore, in parallelo alla rete di distribuzione pubblica. In questo modo può essere, a seconda dei casi, consumata dall'utenza locale oppure ceduta, per la quota eccedente al fabbisogno, alla rete stessa. I moduli fotovoltaici possono essere utilizzati come elementi di rivestimento degli edifici anche in sostituzione di componenti tradizionali. A questo scopo l'industria fotovoltaica e quella del settore edile, hanno messo a punto moduli architettonici integrabili nella struttura dell'edificio che trovano sempre maggiore applicazione nelle facciate e nelle coperture delle costruzioni. Negli impianti integrati negli edifici vengono installati due contatori per contabilizzare gli scambi fra l'utente e la rete.

#### **6.2.5. Normativa di riferimento**

Le caratteristiche degli impianti fotovoltaici hanno favorito il loro inserimento presso i consumatori, integrandoli negli impianti utilizzatori (edifici, reti locali), con una normativa ad hoc che possa semplificare il processo autorizzativo. La produzione di energia fotovoltaica è oggi incentivata tramite il cosiddetto "*Conto Energia*", un premio corrisposto a tutta l'energia prodotta. Altre Delibere dell'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas (AEEG) individuano le modalità di erogazione delle tariffe incentivanti e le condizioni tecnico-economiche del servizio di scambio sul posto, come riportato in Tabella 25.

<b>Decreto</b>	<b>GU</b>	<b>Descrizione</b>
<b>Decreto legislativo 387 2003</b> Attuazione della Direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità"	<i>Gazzetta Ufficiale</i> n. 25, 31 gennaio 2004 - Supplemento Ordinario n. 17	Stabilisce l'adozione di decreti con i quali sono definiti i criteri per l'incentivazione della produzione di energia elettrica dalla fonte solare.
<b>Decreto 28 luglio 2005</b> Criteri per l'incentivazione della produzione di energia elettrica mediante conversione fotovoltaica della fonte solare.	<i>Gazzetta Ufficiale</i> N. 181, 5 Agosto 2005	Stabilisce criteri per l'incentivazione della produzione di energia elettrica mediante conversione fotovoltaica della fonte solare.
<b>Decreto 6 febbraio 2006</b> Criteri per l'incentivazione della produzione di energia elettrica mediante conversione fotovoltaica della fonte solare.	<i>Gazzetta Ufficiale</i> n. 38, 15 Febbraio 2006	Questo Decreto amplia e integra il DM del 28 luglio 2005
<b>Delibera AEEG n. 188/05</b> Definizione del soggetto attuatore e delle modalità per l'erogazione delle tariffe incentivanti degli impianti fotovoltaici, in attuazione dell'articolo 9 del decreto del ministro delle attività produttive, di concerto con il ministro dell'ambiente e della tutela del territorio, 28 luglio 2005	<i>Gazzetta Ufficiale</i> n.234, 7 Ottobre 2005	Individua il GRTN (ora GSE) quale soggetto attuatore per l'erogazione delle tariffe incentivanti
<b>Delibera AEEG n. 40/06</b> Modificazione e integrazione alla deliberazione dell'AEEG 14 settembre 2005, n. 188/05, in materia di modalità per l'erogazione delle tariffe incentivanti degli impianti fotovoltaici	<i>Gazzetta Ufficiale</i> n. 70, 24 Marzo 2006	Individua le modalità per l'erogazione delle tariffe incentivanti degli impianti fotovoltaici
<b>Delibera AEEG n. 28/06</b> Condizioni tecnico-economiche del servizio di scambio sul posto dell'energia elettrica prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza nominale non superiore a 20 kW, ai sensi dell'articolo 6 del D.Lgs 29 dicembre 2003, n. 387	<i>Gazzetta Ufficiale</i> n. 55, 7 marzo 2006	Stabilisce le condizioni tecnico-economiche del servizio di scambio sul posto per impianti rinnovabili < 20kW
<b>Nuovo Decreto Conto Energia, Febbraio 2007</b> Criteri per l'incentivazione della produzione di energia elettrica mediante conversione fotovoltaica della fonte solare.	<i>Gazzetta Ufficiale</i> n. 45, 23 febbraio 2007	Stabilisce criteri per l'incentivazione della produzione di energia elettrica mediante conversione fotovoltaica della fonte solare. Modifica il precedente Decreto 6 Febbraio 2006

**Tabella 25: Le principali normative per il fotovoltaico**

### 6.2.6. Il Conto Energia

L'aspetto interessante dei contratti disciplinati dal "conto energia" è la riduzione del rischio associato agli investimenti, grazie ad un contratto ventennale a condizioni fissate.

Si riportano di seguito le condizioni di accesso alle tariffe incentivanti stabilite dal nuovo decreto "Conto Energia" approvato in data 14 Febbraio 2007 e in attesa di pubblicazione sulla Gazzetta Ufficiale.

L'incentivazione per la produzione elettrica da fotovoltaico è erogata per 20 anni per impianti la cui domanda sia stata inoltrata al Gestore dei Servizi Elettrici (GSE) da persone fisiche e giuridiche, compresi i soggetti pubblici e i condomini di unità abitative e/o di edifici. Coloro che intendono installare un impianto dovranno inoltrare al GSE il progetto preliminare e la richiesta di concessione della tariffa incentivante.

Possono accedere alle tariffe incentivanti, riconosciute a tutta l'energia prodotta autoconsumata e ceduta alla rete, esclusivamente gli impianti fotovoltaici di potenza nominale superiore a 1 kW, collegati alla rete elettrica, che siano entrati in esercizio in data successiva all'emanazione da parte dell'AEEG dei provvedimenti attuativi del nuovo decreto<sup>20</sup>:

- a seguito di *nuova costruzione*
- a seguito di *rifacimento totale* (intervento impiantistico tecnologico eseguito su un impianto entrato in esercizio da almeno venti anni che comporti la sostituzione con componenti nuovi almeno di tutti i moduli fotovoltaici e del gruppo di conversione della corrente continua in corrente alternata)
- a seguito di *potenziamento* (intervento tecnologico eseguito su un impianto entrato in esercizio da almeno cinque anni, tale da consentire una produzione aggiuntiva), limitatamente alla produzione aggiuntiva ottenuta a seguito dell'intervento di potenziamento

---

<sup>20</sup> Sono ammessi alle tariffe incentivanti anche gli impianti realizzati nel rispetto dei precedenti decreti "Conto Energia" che non beneficiano delle tariffe previste dai precedenti decreti, purché facciano domanda di ammissione agli incentivi entro 90 giorni dall'entrata in vigore del provvedimento dell'AEEG di attuazione di nuovo Conto Energia.

Il nuovo decreto del Febbraio 2007 ha posto l'obiettivo nazionale di potenza da installare entro il 2016 a 3.000 MW e il limite della potenza degli impianti che hanno diritto alla tariffa a 1.200 MW<sup>21</sup>.

L'AEEG con la delibera n° 188/05 ha individuato il GSE ([www.gse.it](http://www.gse.it)) quale "soggetto attuatore" che valuta le richieste di incentivazione e eroga le tariffe incentivanti.

Le tariffe incentivanti sono state fissate in base a tre categorie di impianti (da 1 a 3kWp, da 3 a 20kWp e oltre 20kWp), a loro volta suddivisi in a) non integrati nell'edificio o installati a terra, b) parzialmente integrati e c) integrati, come indicato nella tabella che segue, e sono costanti in moneta corrente in tutto il periodo di 20 anni.

<b>Potenza nominale dell'impianto P (kW)</b>	<b>Non integrati e al suolo (€/kWh)</b>	<b>Parzialmente integrati (€/kWh)</b>	<b>Integrati (€/kWh)</b>
$1 \leq P \leq 3$	0,40	0,44	0,49
$3 < P \leq 20$	0,38	0,42	0,46
$P > 20$	0,36	0,40	0,44

L'energia elettrica prodotta da impianti fotovoltaici, realizzati in conformità al nuovo decreto ed entrati in esercizio in ciascuno degli anni del periodo intercorrente tra il 1° gennaio 2009 e il 31 dicembre 2010, ha diritto alla tariffa incentivante, decurtata del 2% per ciascuno degli anni di calendario successivi al 2008. Le tariffe incentivanti per gli impianti che entrano in esercizio negli anni successivi al 2010 saranno definite con successivi decreti.

Sono previsti inoltre dei premi per impianti fotovoltaici abbinati ad un uso efficiente dell'energia: la tariffa è incrementata di una percentuale pari alla metà della riduzione dei consumi ottenuta con specifici interventi di riqualificazione energetica (con un limite massimo del 30% di maggiorazione della tariffa incentivante riconosciuta all'impianto).

Le tariffe incentivanti sono aumentate del 5% nei seguenti casi:

- impianti non integrati di taglia superiore a 3MW in cui l'aventi diritto alle tariffe incentivanti sia un autoproduttore (come definito dal D.Lgs. 79/1999);

<sup>21</sup> In aggiunta agli impianti che concorrono al raggiungimento della potenza elettrica cumulativa di 1.200MW, hanno diritto alle tariffe incentivanti e al premio tutti gli impianti che entrano in esercizio entro quattordici mesi dalla data, comunicata dal GSE sul proprio sito internet, nella quale verrà raggiunto il limite di potenza di 1200 MW. Il predetto termine di quattordici mesi è elevato a ventiquattro mesi per i soli impianti i cui soggetti responsabili sono soggetti pubblici.

- impianti realizzati da scuole, ospedali e piccoli comuni;
- gli impianti integrati in superfici esterne degli involucri di edifici, fabbricati, strutture edilizie di destinazione agricola, in sostituzione di coperture in eternit o contenenti amianto.

La bozza di decreto inoltre introduce una semplificazione dei procedimenti burocratici demandando all’Autorità per l’Energia il compito di definire le modalità e le tempistiche secondo le quali il gestore di rete comunica il punto di consegna ed esegue la connessione dell’impianto alla rete elettrica.

Per un approfondimento sulla vendita dell’elettricità alla rete e incentivi alla generazione di energia elettrica da impianti fotovoltaici si veda la scheda “Incentivi alla produzione di energia elettrica e termica da impianti alimentati a fonti rinnovabili” (si veda il paragrafo 6.8)

### **6.2.7. Esempi di applicazione tecnologia fotovoltaica**

L’installazione dei pannelli fotovoltaici risulta oggi economicamente interessante anche alle latitudini del nord Italia, grazie all’incentivazione del Conto Energia. Il costo dell’investimento è adeguatamente ripagato se si accetta un orizzonte temporale di 20 anni, pari al contratto incentivato. È un tempo adeguato se si pensa all’impianto fotovoltaico come parte dell’immobile, considerando che la vita attesa di una costruzione è decisamente superiore, come testimonia il fatto che si accettano tempi di ritorno ben maggiori sugli acquisti immobiliari.

Gli esempi riportati mostrano la redditività di due investimenti tipici per la zona di Padova, con dimensioni di impianto diverse e quindi costi di investimento differenti. Il dato che emerge è il sostanziale interesse per l’investimento quando si disponga del Conto Energia, senza il quale i tempi di ritorno sono troppo lunghi anche per l’investitore più motivato. Per le tariffe incentivanti si fa riferimento al Decreto 6 febbraio 2006.

**Esempio 1: Applicazione ad un'utenza familiare (famiglia media 4 persone abitante nella provincia di Padova)**

Taglia impianto	1,5 kWp
Consumo medio annuo utenza familiare	4.000 kWh
Costo dell'impianto	6.500 €/kWp
Costo dell'impianto (totale)	9.750 €
Area di captazione	10 m <sup>2</sup>
Rendimento	15%
Ore funzionamento	1.150
Produzione di energia	1.725 kWh/anno
Tempo di vita dell'impianto	20 anni
Tasso di sconto	4%
Costo manutenzione, assicurazione e contabilizzazione energia	€120/anno
Premio "conto energia"	0,445 €/kWh
Valorizzazione energia prodotta (mancato acquisto dalla rete)	0,18 €/kWh

	<b>Con premio "Conto Energia"</b>	<b>Senza Premio "Conto Energia"</b>
Tempo ritorno investimento:	10 anni	> 25 anni
VAN	3.145 €	- 6.885 €
TIR	7,5%	< 0
Rata annua mutuo	717 €	717 €
Ricavo annuo premio "conto energia"	767 €	0
Mancato acquisto energia elettrica	311 €	311 €

**Esempio 2: Applicazione ad un'utenza commerciale**

Taglia impianto	20 kWp
Costo dell'impianto	5.750 €/kWp
Costo dell'impianto (totale)	115.000 €
Area di captazione	133 m <sup>2</sup>
Rendimento	15%
Ore funzionamento	1150
Produzione di energia	23.000 kWh/anno
Tempo di vita dell'impianto	20 anni
Tasso di sconto	4%
Costo manutenzione, assicurazione e contabilizzazione energia	2 €/m <sup>2</sup> anno
Premio "conto energia"	0,445 €/kWh
Valorizzazione energia prodotta (mancato acquisto dalla rete)	0,15 €/kWh

	<b>Con premio “Conto Energia”</b>	<b>Senza Premio “Conto Energia”</b>
Tempo ritorno investimento:	9,4 anni	> 25 anni
VAN	49.958 €	- 83.788 €
TIR	8,6%	< 0
Rata annua mutuo	8.461 €	8.461 €
Ricavo annuo premio “conto energia”	10.235 €	0
Mancato acquisto energia elettrica	3.450 €	3.450 €

L'investimento FV può essere finanziato interamente con capitale di debito, con copertura delle rate di pagamento con il premio del Conto Energia. I costi di investimento sono alti a motivo della alta richiesta di pannelli FV e della scarsa maturità dell'industria; è facile prevedere una contrazione nel medio periodo (2008 – 9).

### 6.3. Biomasse Ligno-Cellulosiche

#### 6.3.1. Definizione di biomassa

Conformemente alle definizioni della normativa vigente, con il termine biomassa si intende un vasto spettro di materia organica, sia vegetale che animale, che comprende la parte biodegradabile dei prodotti e dei residui provenienti dall'agricoltura, dalla silvicoltura e dalle industrie connesse, nonché la parte biodegradabile dei rifiuti industriali e urbani [60]. Tra le fonti energetiche rinnovabili, la biomassa riveste un ruolo esclusivo perché rappresenta una forma di accumulo di energia solare ampiamente distribuita sulla terra che può essere usata, direttamente o attraverso processi di trasformazione, come biocombustibile per la produzione di energia termica o elettrica. La quantità di anidride carbonica immessa in atmosfera durante la combustione delle biomasse viene considerata equivalente a quella assorbita dalle biomasse durante la loro crescita con un bilancio di emissioni di gas serra nullo.

Sono quindi biomasse tutti i prodotti delle coltivazioni agricole e della forestazione, i residui delle lavorazioni agricole, gli scarti dell'industria alimentare, le alghe, e, in via indiretta, tutti i prodotti organici derivanti dall'attività biologica degli animali e dell'uomo, come quelli contenuti nei rifiuti urbani. Il recupero energetico, sotto forma di energia elettrica, carburante o calore, può avvenire attraverso svariate modalità tecnologiche e con differenti scale impiantistiche e produttive in funzione della tipologia di biomassa disponibile. Si riporta in Tabella 26 lo schema esemplificativo delle possibili filiere bioenergetiche a seconda della tipologia di biomassa di partenza di provenienza agricola e agrozootecnica.

Tipo di biomasse		Processo di conversione	Prodotto	Impiego
<i>Materiali legnosi</i>	Residui forestali Colture energetiche dedicate	Combustione	Calore	Riscaldamento Energia Elettrica
<i>Liquami zootecnici</i>	Reflui di allevamento	Digestione anaerobica	Biodiesel	Riscaldamento Energia Elettrica
<i>Piante oleaginose</i>	Colza, soia, girasole	Esterificazione	Biogas	Motori diesel
<i>Piante zuccherine</i>	Barbabietola, sorgo	Fermentazione	Bioetanolo	Motori Diesel

**Tabella 26: Filiere bioenergetiche [oo]**

Con riferimento alla realtà territoriale e produttiva della provincia di Padova, la forma di recupero energetico da biomassa che sembra presentare le maggiori potenzialità a livello di

sfruttamento diffuso è la produzione di calore attraverso combustibili legnosi derivanti da attività di manutenzione e gestione agro-forestale.

Le biomasse ligno-cellulosiche sono le biomasse composte principalmente da lignina e cellulosa, che possono provenire dal settore forestale come residui delle utilizzazioni boschive, oppure come scarti delle industrie di trasformazione del legno, scarti di potatura e produzioni di colture legnose dedicate. Le principali fonti di biomassa ligno-cellulosica a fini energetici sono evidenziate in Tabella 27.

<i>Settore</i>	<i>Descrizione</i>
<i>Forestale</i>	Utilizzazione e conversione dei cedui, residui degli interventi nelle fustaie (diradamenti e tagli)
<i>Industriale</i>	Scarti di lavorazione del legno (es. segherie, produzione di mobili, ecc.)
<i>Verde Urbano</i>	Residui degli abbattimenti e delle potature
<i>Civile</i>	Componente legnosa dei rifiuti solidi urbani (bancali, cassette, legno di scarto). Rifiuti legnosi speciali (legno da demolizioni, mobili traversine ferroviarie, pali impregnati)
<i>Agricolo</i>	Filari e siepi. Potature in colture legnose. Colture energetiche specializzate (short rotation forestry: salice, pioppo, robinia, eucalipto, miscanto, sorgo, cardo, canna). Produzioni di piante oleaginose (girasole, colza, ecc.), produzione di piante zuccherine (barbabietola da zucchero, sorgo zuccherino), residui delle industrie agro-alimentari (sansa). Mais. Paglia. Lolla. Pula. Gusci. Noccioli

**Tabella 27: Le principali biomasse ligno-cellulosiche [ww][aaa]**

### **6.3.2. Il comparto agricolo e gli scarti di potatura**

Il comparto agricolo è in grado di fornire diverse tipologie di biomasse derivanti sia dalle colture energetiche erbacee che da quelle legnose, dalle produzioni dedicate e da quelle residuali. Le biomasse residuali derivanti dal comparto agricolo, ovvero gli scarti del trattamento della biomassa agricola residuale (le potature), possono essere trasformate in biocombustibile attraverso processi di triturazione ed essiccamento. Si tratta di un'ingente quantità di scarti legnosi che non viene valorizzata in maniera adeguata.

La quantità di residui agricoli presenti in un dato territorio può essere stimata moltiplicando la Superficie Agricola Utilizzata (SAU) per un coefficiente che descrive la produttività di residui in t/ha, variabile in base al tipo di coltura ed alla zona geografica. Le produzioni medie di residui (t/ha) per il territorio del nord Italia sono riportati in Tabella 28.

<b>Pianta</b>	<b>Residuo</b>	<b>Residuo prodotto (t/ha)</b>	<b>Umidità (%)</b>
Vite	Sarmenti	2,9	45-55
Olivo	Potatura	1,6	35-40
Melo	Potatura	2,6	35-45
Pero	Potatura	2,3	35-45
Pesco	Potatura	2,9	35-45
Agrumi	Potatura	0,7	35-45
Mandorlo	Potatura	1,9	35-45
Nocciolo	Potatura	2,5	35-45

**Tabella 28: Produzione media di scarti di potature nel nord Italia [yy]**

### **6.3.3. I processi di conversione**

I processi che consentono di trasformare l'energia chimica contenuta nelle biomasse in energia utile sono molteplici, ma si possono suddividere in due gruppi: processi termo-chimici e processi bio-chimici (fermentazione aerobica, fermentazione anaerobica, idrolisi acida e idrolisi enzimatica). In Tabella 29 si riporta la distinzione tra i diversi processi di conversione termochimica sperimentati (estremamente variabili e flessibili, in relazione al variare di temperatura, tempo di permanenza della biomassa a una determinata temperatura, rapporto ossigeno-carbonio, presenza di alcuni catalizzatori, etc.). Ci si sofferma in seguito sulla combustione diretta, un processo comune, estremamente semplice, che permette il raggiungimento di rendimenti soddisfacenti.

Processo	Descrizione
<b>Pirolisi</b>	Degradazione a carico dei polimeri organici e delle sostanze minerali del legno, sotto l'azione del calore e in assenza di ossigeno. Il prodotto principale è un bio-olio detto olio pirolitico, che può essere usato in sostituzione dei combustibili convenzionali in diversi tipi di applicazioni (caldaie, motori, turbine). Il potere calorifico del bio-olio è equiparabile a quello del petrolio (circa 7500 kcal/kg). Un sottoprodotto della pirolisi è il carbone (la sua percentuale può variare dal 15% al 50%) con proprietà interessanti per applicazioni commerciali.
<b>Carbonizzazione</b>	Il legno, per effetto di una combustione in presenza di una modesta quantità d'ossigeno, subisce un'ossidazione incompleta e dà origine al carbone, combustibile caratterizzato da elevato potere calorifico (da 6.000 a 7.500 kcal/kg), basso tenore idrico, buona infiammabilità. Questo procedimento ha lo scopo di aumentare il potere calorifico per unità di massa e di ridurre il volume del legno. La convenienza economica del processo è alquanto dubbia: ipotizzando un rendimento medio del 20% per il processo di trasformazione del legno in carbone, da 1 kg di legna con 15-20% d'umidità (PCI pari a circa 3.500 kcal/kg) si ottengono 200 g di carbone, con un rendimento energetico del 43%.
<b>Gassificazione</b>	Speciale forma di combustione che, rispetto ad altri materiali (p.e. il carbone), ha il vantaggio di poter essere condotta a temperature più basse, in minor tempo, con minori problemi di emissioni e di corrosione delle pareti dell'impianto. Alla produzione di gas (destinato poi alla combustione diretta in un boiler per produrre calore, o alla produzione di energia meccanica ed elettrica alimentando un motore, eventualmente accoppiato a un gruppo elettrogeno) si può anche associare la produzione di carbone di legna. Si individuano: - <i>Gasogeni a letto fisso</i> : impianti di semplice concezione e di scarso ingombro. Il legno viene introdotto dall'alto, mentre la gassificazione avviene nella parte bassa dove la temperatura raggiunge valori elevati. - <i>Gassificatori a letto fluido</i> : una corrente di gas ascendente mantiene in costante movimento della sabbia la cui funzione è di mantenere una temperatura uniforme all'interno dell'impianto. Essendo il gas in uscita caldo, tale sistema non produce gas con alto contenuto di composti condensabili e corrosivi.
<b>Co-combustione</b>	Sostituzione di una porzione di carbone (sino al 15%) con biomassa da utilizzare nella stessa caldaia dell'impianto preesistente. Ciò può essere fatto miscelando la biomassa con carbone prima che il combustibile venga introdotto nella caldaia o utilizzando alimentazioni separate per il carbone e la biomassa.
<b>Combustione diretta</b>	La combustione diretta si attua con buoni rendimenti, se si impiegano come combustibili sostanze ricche di cellulosa e lignina, e con contenuti di acqua inferiori al 35%. I prodotti utilizzabili a tale scopo sono: legname in tutte le sue forme, paglie di cereali, residui di raccolta di legumi secchi, residui di piante oleaginose, residui di piante da fibra tessile, residui dell'industria agro-alimentare, residui legnosi di potatura di piante.

**Tabella 29: Principali processi di conversione termochimica [x]**

### 6.3.4. Tipologie di combustibili legnosi e loro forme

A seconda della tipologia di utilizzo il combustibile legnoso necessita di più o meno processi di lavorazione. Per la combustione in impianti di grandi dimensioni per la produzione di energia elettrica sono sufficienti operazioni di tranciatura e cippatura, mentre l'utilizzo in caldaie domestiche richiede caratteristiche del combustibile più omogenee. Il combustibile legnoso, attraverso le fasi della filiera legno-combustibile, giunge all'utilizzo finale sotto forma di tronchetti di legna, cippato e pellet. In Tabella 30 si riporta una breve descrizione dei combustibili derivati dal legno di maggiore utilizzo per il riscaldamento di edifici.

Tipologia	Caratteristiche
Legna da ardere in tronchetti	Dalle operazioni di sminuzzamento si ottengono i tronchetti di legna nella dimensione adatta per essere utilizzati come combustibili nei generatori di calore. La lunghezza dei tronchetti è in genere compresa tra 30 e 100 cm. Una volta tagliati, i tronchetti vengono accuratamente accatastati per consentirne l'essiccazione fino a raggiungere un'umidità del 20% circa calcolata sul secco. Il processo di combustione nelle caldaie necessita infatti di legna con basso contenuto d'acqua: il potere calorifico dei tronchetti ben essiccati è di gran lunga superiore a quello degli stessi tronchetti appena tagliati allo stato fresco. Comunque dopo circa 2 anni di essiccamento il tenore di umidità non cala più e si mantiene su valori variabili tra il 18% ed il 25% calcolato sul secco; con queste caratteristiche i tronchetti di legna giungono all'utilizzo finale nelle apposite caldaie.
Cippato	<p>Ottenuto dallo sminuzzamento o cippatura del legno tagliato per mezzo di apposite macchine cippatrici; si usano gli scarti dei tagli in bosco ma anche le potature degli alberi cittadini. Il cippato è in genere commercializzato con un tenore di umidità maggiore rispetto ai tronchetti di legna, variabile fra il 35% ed il 45% calcolato sul secco. Indicativamente il cippato ha un potere calorifico inferiore di (3 – 3,6) kWh/kg.</p> <p>Vantaggi dell'utilizzo del cippato: prezzo d'acquisto ridotto, caricamento in caldaia automatizzato, sfruttamento di arbusti e ramaglie non utilizzabili come legna da ardere. I contro invece sono dati da: elevati volumi di prodotto necessari, con relativi costi di trasporto e stoccaggio, costo d'acquisto del gruppo silos-alimentatore della caldaia, maggiore frequenza di operazioni di pulizia e smaltimento delle ceneri rispetto alle caldaie tradizionali</p>
Pellet	Il pellet deriva da un processo industriale attraverso il quale la segatura, i trucioli o le scaglie di legno vergine polverizzate appartenenti a diverse specie vengono trasformate in piccoli cilindri (di diametro variabile tra 6 e 12 mm e lunghezza oscillante tra 12 e 18 mm), per mezzo di idonee macchine pellettizzatrici. I pellets sono caratterizzati da un basso contenuto di umidità (intorno al 10% calcolato sul secco, od anche inferiore), inoltre la porosità è nettamente inferiore rispetto al legno. Il grande vantaggio del pellet è l'elevato potere calorifico, che è intorno ai 5 kWh/kg, decisamente superiore a quello degli altri combustibili legnosi. Altri vantaggi del pellet sono il basso volume di ingombro ed il basso peso specifico che ne determinano la facilità di trasporto, stoccaggio ed utilizzo, e la ridottissima emissione di sostanze inquinanti. Gli svantaggi sono invece legati al costo di produzione e dal consistente quantitativo energetico impiegato dalle macchine pellettizzatrici
Briquettes	Sono prodotte dalla pressatura di diversi residui legnosi non trattati (con pezzatura del materiale sino a 15 cm) con un'umidità residua non superiore al 14%. I sistemi di briquetatura si distinguono in sistemi a bassa, media e alta pressione, questi ultimi attivano forze di coesione tra le particelle evitando l'uso di sostanze leganti accessorie. Il potere calorifico inferiore della briquette è circa pari a 4,9 kWh/kg.

**Tabella 30: I principali biocombustibili legnosi [p][g]**

Il contenuto energetico del combustibile ottenuto dipende anche dalle caratteristiche della biomassa utilizzata. In Tabella 31 si riportano i poteri calorifici delle diverse tipologie di biomassa legnosa e di alcuni combustibili fossili.

<b>Fonte Energetica</b>	<b>Grado di umidità</b>	<b>Potere calorifico [kcal/kg]</b>
<b>Latifoglie</b>	20%	3.400
<b>Latifoglie</b>	Secco in stufa	4.540
<b>Conifere</b>	20%	3.560
<b>Conifere</b>	Secco in stufa	4.780
<b>Faggio</b>	25%	3.440
<b>Cerro</b>	25%	3.600
<b>Olmo</b>	25%	3.500
<b>Pioppo</b>	25%	3.500
<b>Larice</b>	25%	3.780
<b>Abete Rosso</b>	25%	3.870
<b>Pino Silvestre</b>	25%	3.780
<b>Quercia</b>	20%	3.270
<b>Paglia di frumento</b>	10%	3.700
<b>Carbone</b>	10%	6.500
<b>Petrolio</b>	-	10.500
<b>Diesel</b>	-	10.150
<b>Gas Naturale</b>	-	8.150 per mc

**Tabella 31: Poteri calorifici delle principali biomasse legnose e di alcuni combustibili fossili [p] [13]**

È evidente come, a parità di volume di stoccaggio, la biomassa abbia minore contenuto energetico.

### **6.3.5. Forme di utilizzo del legno a fini energetici**

Esistono vari tipi di caldaie per gli utilizzi termici della biomassa. A seconda delle esigenze e del volume dell'abitazione da riscaldare può essere utilizzato un semplice caminetto ventilato o un impianto di riscaldamento a biomasse legnose. In Tabella 32 vengono illustrate le caratteristiche ed i principi di funzionamento dei principali sistemi di combustione della biomassa legnosa.

Tipologia	Descrizione
<b>Caminetto ventilato</b>	Si tratta di un caminetto a focolare aperto. Riscaldandosi al contatto con le pareti dell'intercapedine, l'aria fuoriesce nel locale dalle bocchette posizionate in vari punti dell'apparecchio. Esistono pure modelli a circolazione forzata tramite i quali, grazie a un ventilatore che aumenta la diffusione e la quantità d'aria riscaldata, si possono riscaldare interi locali con ridotti consumi di legna. Rendimento massimo del 15% circa.
<b>Stufa a Legna</b>	Il rendimento delle stufe a legna tradizionali che trasmettono il calore per irraggiamento, varia dal 15 % al 30 %. Nei modelli più recenti l'aria calda viene diffusa negli ambienti più velocemente con l'ausilio di elettroventilatori.
<b>Caminetto da incasso</b>	Impiegato per riscaldare grandi locali o più locali utilizzando la legna da ardere. Presenta rendimenti termici circa pari al 70%. È costituito da un telaio contenitore in acciaio, rivestito internamente con lastre di ghisa o materiale ceramico refrattario per l'accumulo del calore. L'aria da riscaldare viene aspirata tramite ventilatori: passando a contatto con le piastre in ghisa, si surriscalda e viene quindi soffiata nella stanza attraverso delle bocchette superiori, oppure convogliata in stanze adiacenti tramite canalizzazioni isolate.
<b>Termocaminetto</b>	Nel <i>termocaminetto ad aria</i> , il flusso d'aria che serve alla combustione, prelevato da una bocchetta esterna fuoriesce poi insieme ai fumi della combustione dalla canna fumaria. L'aria che serve al riscaldamento invece, dopo essere entrata nell'apparecchio, si riscalda nello scambiatore di calore, fuoriesce surriscaldata e viene soffiata dal ventilatore. Con particolari canalizzazioni, opportunamente isolate, si possono riscaldare anche ambienti lontani dal focolare. Il rendimento può raggiungere anche l'80%. I modelli più grandi hanno una potenza termica di circa 20.000 kcal/h. Il <i>termocaminetto ad acqua</i> è un apparecchio a focolare chiuso. Circa 3/4 del calore prodotto viene ceduto all'acqua dell'impianto, mentre l'energia termica rimanente viene fornita per irraggiamento all'ambiente dove è ubicato il caminetto. La circolazione dell'acqua nell'impianto di riscaldamento avviene di norma con l'ausilio di pompe per poter riscaldare stanze lontane dal caminetto o poste su livelli diversi. Anche per il termocaminetto ad acqua si può raggiungere un rendimento massimo dell'80% e potenze termiche variabili tra 10.000 kcal/h e 29.000 kcal/h. Tali potenze termiche permettono di riscaldare una superficie di (100-200) m <sup>2</sup> .
<b>Stufa caminetto</b>	Una camera di combustione in ghisa consente un rapido accumulo di calore e una doppia combustione ne aumenta enormemente il rendimento, consentendo una netta diminuzione delle emissioni. L'aria si riscalda passando nell'intercapedine tra focolare e rivestimento; quest'ultimo assorbe ed accumula l'energia termica dall'aria surriscaldata e la irradia poi all'ambiente circostante. Mediante l'installazione di elettroventilatori il flusso di aria calda raggiunge gli ambienti con maggiore velocità ed omogeneità. I rendimenti arrivano al 75% - 80%.
<b>Caldai a tronchetti di legna</b>	Adatte al riscaldamento di abitazioni singole, anche di media dimensione; esse sono principalmente di due tipi: caldaie a tiraggio naturale e caldaie a fiamma inversa. Nella prima tipologia il combustibile viene caricato nella parte inferiore e la combustione si alimenta per convezione naturale dal basso verso l'alto. Il controllo della combustione non è molto preciso, poiché la ventilazione naturale della camera di combustione non permette l'esatta taratura dell'aria comburente. Il rendimento di questo tipo di caldaia si aggira attorno al 40%. I moderni impianti di riscaldamento a tronchetti di legna innovativi sono del tipo a fiamma inversa. Questo accorgimento attiva la combustione unicamente su una porzione limitata del combustibile. La parte combusta, riducendosi in cenere, viene mano a mano sostituita, per caduta, da altro legno fino ad esaurimento della carica. Così facendo, per tutta la durata della carica si presenta la stessa miscela di "combustibile gas-solido". L'innaturale direzione, antigravitazionale, della fiamma è permessa dal "risucchio" ottenuto dal circuito dei fumi che genera depressione ("tiraggio") nella parte bassa della camera di combustione. I fumi sviluppati vengono quindi trascinati fino alla camera di combustione sottostante, dove grazie ad un sistema di ventilazione forzata si incendiano (combustione secondaria) liberando energia termica. La tecnologia a fiamma inversa e doppia combustione consente rendimenti fino all'80%, consumi di legna ridotti, ridotta manutenzione e l'immissione in atmosfera di gas a bassissimo contenuto di composti inquinanti. I modelli più avanzati si avvalgono di sistemi di regolazione a microprocessore, e hanno rendimenti termici oltre il 90%. I piccoli impianti a fiamma inversa hanno potenze di 20 - 25 kW e sono adatti a utenze singole e per superfici fino a circa 200 m <sup>2</sup> . Modelli più grandi, da 40-45 kW riscaldano superfici maggiori, circa 400 m <sup>2</sup> ; esistono poi modelli in grado di erogare potenze fino a 80 kW, adatti anche ad aggregati di qualche famiglia.
<b>Caldai a Pellet</b>	Il pellet, per il suo alto potere calorifico e per la facilità di movimentazione, è adatto per gli impianti di riscaldamento di tutte le dimensioni. Per aumentare l'autonomia di funzionamento, si può optare per caldaie collegate ad un silo di stoccaggio nel quale il pellet viene scaricato. In tutte le caldaie a pellet l'accensione è molto rapida ed avviene per mezzo di una resistenza elettrica. L'elemento che qualifica la sicurezza di una tale caldaia è il dispositivo contro il ritorno di fiamma dal bruciatore verso il serbatoio. La gamma di potenza delle caldaie va da qualche decina di kW per singole abitazioni a grandi impianti da 1000 kW. Una piccola caldaia da 20 kW dotata di un silo di stoccaggio di 10 m <sup>3</sup> presenta un'autonomia pari a 1500 ore circa. Le moderne caldaie a pellet per uso domestico (25 kW) con microprocessore che gestisce la combustione, hanno rendimenti intorno al 90%.
<b>Caldai a Cippato</b>	Adatte al riscaldamento di grandi superfici, le caldaie a cippato sono totalmente automatizzate e possono raggiungere potenze di diversi MW. Per questo motivo e per il risparmio dovuto al basso costo del combustibile, gli impianti a cippato sono particolarmente indicati per il riscaldamento di edifici di dimensioni medio-grandi (condomini, alberghi, scuole, ospedali e centri commerciali). Un impianto a cippato è costituito da un locale di stoccaggio dal quale il combustibile viene estratto automaticamente e convogliato nella caldaia, dove avviene la combustione. I rendimenti termici per caldaie di dimensioni medie variano tra il 60 ed il 75%.

**Tabella 32: Tipologie di sistemi di combustione della biomassa legnosa [ww][p][f]**

### 6.3.6. La combustione del mais

Quando utilizzato direttamente per la combustione in caldaia, il mais è un combustibile non inquinante, rinnovabile e di facile reperibilità, che si può trasportare e immagazzinare facilmente. Il potere calorifico del mais è di circa 6.200 kcal/kg (con umidità intorno al 15%) e la sua produzione nella provincia di Padova per l'anno 2006 è stata stimata pari a circa 5,5

milioni di quintali<sup>22</sup>. L'utilizzo di tale risorsa come combustibile avviene in impianti molto simili a quelli utilizzati per la combustione del pellet. Si tratta di stufe il cui principale combustibile è appunto il granoturco, ma possono funzionare anche a pellets o a cippato. Il mais utilizzato è quello in grani, facilmente reperibile e che può garantire una combustione pulita. Il prezzo di mercato è pari a circa 0,14 €/kg nel 2006<sup>23</sup>. Bruciato in stufe e caldaie dove la resa si avvicina al 90%, il residuo secco è circa uguale a quello del pellets. Prodotte in diversi modelli, le stufe si distinguono in termostufe funzionanti ad acqua calda e aerostufe funzionanti ad aria calda. Come per le stufe a pellets, anche queste stufe si installano facilmente, non necessitano di canna fumaria e, per scaricare i fumi all'esterno, può essere sufficiente un tubo da 8 cm di diametro. Questi impianti sono tecnologicamente avanzati, con doppia combustione e possono inoltre disporre di tutti gli automatismi quali termostati o cronotermostati in grado di permettere la programmazione delle ore di funzionamento e delle temperature. Si segnalano tuttavia alcuni punti critici dell'utilizzo di tale tecnologia:

- Basso grado di fusione: a seconda della qualità del mais il punto di fusione varia tra i 700°C e i 750°C, pertanto il rischio di formazione di residuo è molto elevato. La temperatura nella zona di combustione deve essere accuratamente mantenuta tra i 600°C e i 700°C.
- Corrosione: a causa del cloro contenuto nel combustibile (circa lo 0,05%) durante la combustione emergono prodotti aggressivi che possono portare alla corrosione delle normali superfici di caldaie e connettori.
- Polvere: a causa dell'alta percentuale di polvere (circa il 2,5%) è spesso necessario ricorrere ad apparecchi speciali per limitare le emissioni.

Facendo riferimento ai dati relativi alle coltivazioni di mais in provincia di Padova per l'anno 2004 (dati definitivi più recenti di fonte ISTAT), è possibile stimare il contenuto energetico della produzione di mais; con una superficie coltivata stimata pari a 65.471 ettari ed una produzione totale di 6,76 milioni di quintali, il contenuto di energia primaria è di circa 4,9\*10<sup>9</sup> kWh/anno (con un'umidità del 15% circa). Se per assurdo si bruciasse tutto in una moderna caldaia con microprocessore (rendimento intorno al 85%) si potrebbe ricavare un'energia termica totale di 4,1\*10<sup>9</sup> kWh/anno, quanto basta per il riscaldamento di circa 93.000 abitazioni di 200m<sup>2</sup>. Il risparmio derivante dal mancato impiego del gas metano per il riscaldamento di tali abitazioni ammonterebbe a circa 19 milioni di euro.

---

<sup>22</sup> Dati provvisori suscettibili di successive rettifiche relativi al mese di Ottobre 2006 [nn]

<sup>23</sup> Prezzo medio fornito dalla Borsa Merci Telematica Italiana per il mese di Settembre 2006 [I]

### 6.3.7. Il fabbisogno energetico

Al fine di stabilire la taglia della caldaia a biomassa per il riscaldamento è necessario quantificare la richiesta di calore dell'ambiente da riscaldare. La potenza da installare può essere calcolata partendo dall'energia termica necessaria dividendo quest'ultima per il numero di ore di esercizio ipotizzabili a seconda della zona climatica e della destinazione dell'edificio. Il fabbisogno energetico specifico annuo si può stimare essere di circa 30-50 kWh/m<sup>3</sup>, a seconda del clima, delle caratteristiche dell'impianto di riscaldamento e della coibentazione dell'edificio. Un edificio ben costruito e isolato può richiedere anche solo 10-15 kWh/m<sup>3</sup> e cioè il 70-80% in meno di un edificio caratterizzato da un scarso isolamento. L'utilizzo di biomasse ligno-cellulosiche e/o il mais ai fini del riscaldamento in sostituzione dei combustibili fossili può comportare un considerevole risparmio sui costi del riscaldamento, senza costringere a rinunciare al livello di comfort abituale.

In Tabella 33 si riporta una stima quantitativa delle superfici boschive necessarie per alimentare impianti a legna in funzione delle dimensioni degli impianti.

Potenza (kWt)	Utenza	Consumo biomassa [t sostanza secca]	Trasporto	Superficie asservita [ha]	Tecnologia	Dimensioni impianto	Investimento [€]
20	Singola abitazione: solo termico	5	3 rimorchi trattore	10	Caldaia	Cantina	Poche migliaia
350	Centro scolastico: solo termico	100	1 camion piccolo tonnellaggi o a settimana	200	Caldaia	Garage	Poche decine di migliaia
2000	Piccolo villaggio: solo termico	800	1 camion piccolo tonnellaggi o al giorno	1.600	Caldaia	Edificio con piccola tettoia	Alcune centinaia di migliaia
2500 (500 elett.)	Intero quartiere: termico ed elettrico	2.000	3 camion medi al giorno	4.000	Turbina a Vapore	Edificio con tettoia di circa 1000 m <sup>2</sup>	Un milione
20000 (5000 elett.)	Comprensorio: termico ed elettrico	25.000	10 TIR al giorno	50.000	Turbina a Gas	Capannoni industriali	Alcuni milioni

Tabella 33: Caratteristiche tipiche degli impianti a biocombustibile [aaa]

### 6.3.8. Valutazioni economiche

Relativamente al prezzo del combustibile-legno, nel caso della legna da ardere il costo va da zero (per chi dispone di legna propria) a circa 11 €/q; nel caso del cippato il prezzo varia generalmente tra un minimo di 3 €/q a un massimo di circa 6 €/q in funzione delle quantità acquistate e del mercato di riferimento. L'investimento in impianti di riscaldamento a biomassa risulta generalmente più conveniente per abitazioni di dimensioni relativamente grandi e abitate con continuità per tutto l'anno con fabbisogni annuali di calore superiori ai 20.000 kWh, equivalenti a 2.000 litri di gasolio o 2.000 m<sup>3</sup> di metano. Abitazioni piccole o

abitate solo saltuariamente hanno infatti un basso fabbisogno energetico e i tempi di ripagamento dell'investimento dell'impianto con caldaia a biomassa si allungano. Nel caso di abitazioni relativamente grandi quindi l'impianto a biomassa può essere molto conveniente anche grazie all'automazione dell'alimentazione dell'impianto. Nel caso di impianti di maggiori dimensioni si riducono gli interventi giornalieri di manutenzione ordinaria e straordinaria, la pulizia delle diverse componenti dell'impianto e l'estrazione delle ceneri. Nella scelta sull'opportunità di installare una caldaia di questo tipo è necessario considerare anche eventuali incentivi pubblici, disponibili in qualche caso come contributi a fondo perduto, oppure come detrazioni d'imposta.

In Figura 25 si presentano i costi indicativi dei vari combustibili derivati da biomasse legnose confrontati con quelli del metano. Il contenuto energetico delle biomasse legnose viene espresso come metro cubo equivalente di metano ed indica la quantità di biocombustibile (in kg) necessaria per sviluppare la stessa energia di un metro cubo di metano, e il costo di tale quantitativo. La figura consente di confrontare il metano e le biomasse in base all'effettivo contenuto di energia. Considerando, ad esempio, la legna da ardere stagionata, avente un contenuto di umidità del 25%, si può osservare che ne sono necessari 2,76 kg per ottenere la stessa energia di un metro cubo di metano, e che, al prezzo di 0,103 €/kg della legna da ardere, il costo del metro cubo equivalente di metano è pari a 0,28 €, contro 0,52 € di un metro cubo di metano.

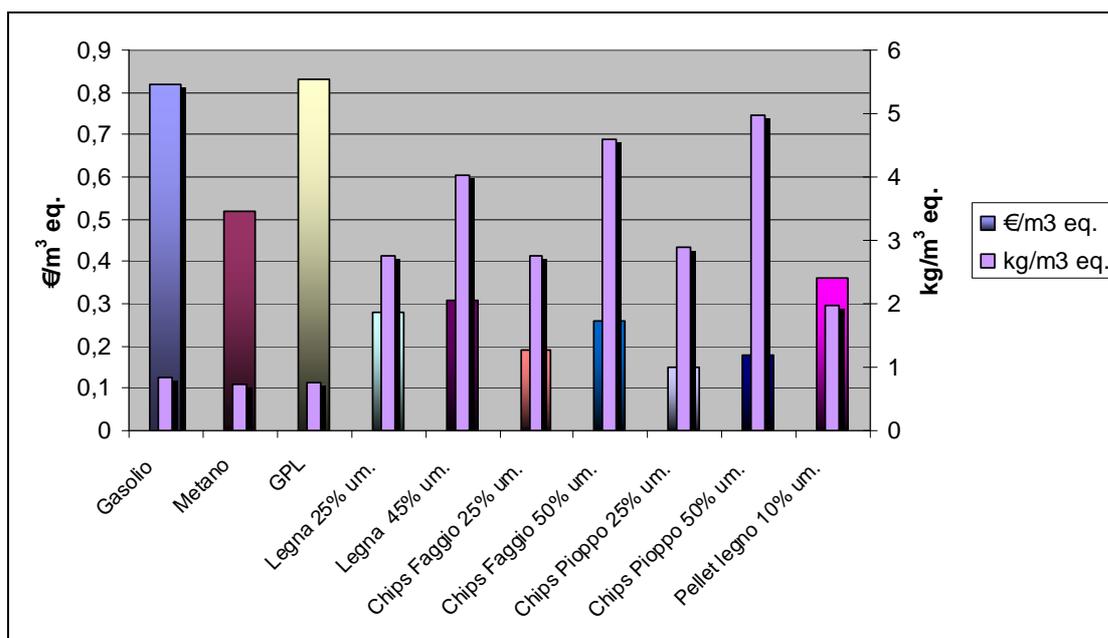


Figura 25: Costo del metro cubo di gas equivalente di combustibili per riscaldamento [f]

Un ultimo aspetto da considerare nella valutazione dell'economicità dei biocombustibili legnosi è relativo ai costi di trasporto. A parità di contenuto energetico, un'unità di energia prodotta da biocombustibili legnosi occupa più volume. La fase di trasporto merita quindi attenta valutazione e porta a favorire l'impiego delle biomasse legnose nel luogo di produzione o nelle immediate vicinanze.

### **6.3.9. Prodotti della combustione: polveri fini e ceneri**

La combustione della biomassa nei moderni apparecchi impiegati per produrre energia termica ed elettrica presenta numerose caratteristiche positive. Gli impianti di riscaldamento a legna moderni fatti funzionare correttamente, consentono di ricavare energia dalla legna in modo efficiente e con emissioni nocive contenute. Per un corretto funzionamento di stufe e di caminetti a legna sono importanti un'accensione e un'alimentazione ottimali. Nelle caldaie a legna, nelle stufe e nei caminetti deve essere bruciato unicamente legno allo stato naturale; i proprietari di impianti di riscaldamento a pellet devono utilizzare esclusivamente pellet di qualità controllata. Gli esercenti di grandi impianti di riscaldamento automatici devono assicurarsi che sia utilizzato solamente combustibile di dimensioni e grado di umidità adatti e che non venga bruciata legna di scarto.

Nonostante gli aspetti positivi dell'utilizzo della legna da ardere come combustibile, le emissioni inquinanti degli impianti a combustione a legna possono essere superiori a quelle degli impianti alimentati a gasolio o gas. In particolare, nel caso di impianti obsoleti o non accuratamente gestiti, si ha emissione nell'ambiente di fuliggine e polveri fini. Può accadere che bruciatori a legna a caricamento manuale non vengano fatti funzionare correttamente o che vengano caricati con un quantitativo eccessivo di legna. Talvolta l'accensione non è effettuata in modo corretto o viene utilizzata legna umida e/o vengono bruciati anche imballaggi e altri rifiuti. Di conseguenza, se la combustione è imperfetta si formano numerosi composti chimici intermedi che possono risultare molto inquinanti. Fra questi, i principali sono:

- Polveri e catrame: si formano in condizioni di combustione incompleta della legna. Anche l'impiego di legna umida può causare emissioni eccessive.
- Sali: sono presenti nelle ceneri quali residui della combustione. Questo genere di polveri fini è presente in elevata concentrazione soprattutto nei bruciatori a legna automatici. I sali sono tuttavia meno dannosi della fuliggine e del catrame.

- Metalli pesanti e diossina: rilasciati in seguito alla presenza di materiali di scarto in bruciatori a legna o anche in fuochi all'aperto. Queste sostanze sono particolarmente velenose e dovrebbero essere assolutamente evitate.

La cenere è il residuo inorganico del processo di combustione e contiene elementi nutrienti come calcio, potassio, fosforo, magnesio e sodio: il suo eventuale spargimento sul suolo può essere valutato positivamente, con funzione di concime e di correzione delle proprietà del suolo. La funzione di concime è intesa come reinserimento nel suolo di quantità sensibili di elementi nutritivi precedentemente asportati dal suolo nella fase di vegetazione.

Entrando un po' nel dettaglio, ogni caldaia a biomassa dovrebbe anzitutto rispettare alcuni valori di emissioni di CO (< 200 mg/m<sup>3</sup>) e delle polveri (< 150 mg/m<sup>3</sup>) in linea con la normativa vigente (DPCM 8 marzo 2002), anche se questa si riferisce ad impianti ad uso civile superiori a 150 kW di potenza termica. In Tabella 34 vengono confrontate le emissioni prodotte da una moderna caldaia a cippato o pellets di legno con quelle alimentate con gasolio o con gas naturale.

Da questi dati è possibile rilevare che le caldaie a legna hanno emissioni di biossido di zolfo o anidride solforosa (SO<sub>2</sub>) simili o inferiori ai sistemi convenzionali, leggermente maggiori per quanto riguarda gli ossidi di azoto (NO<sub>x</sub>) ed il monossido di carbonio (CO), mentre sono più alte, ma comunque accettabili, le emissioni di polveri e di composti organici volatili (COV).

Emissioni (mg/kWh)	Gasolio	Gas naturale	Cippato/Pellet
CO	10	150	250
SO <sub>x</sub>	350	20	20
NO <sub>x</sub>	350	150	350
POLVERI	20	0	150
COV	5	2	10

Tabella 34: Emissioni prodotte da caldaie a gasolio, a gas naturale ed a pellet o cippato (in mg/kWh) [k]

### 6.3.10. Il teleriscaldamento e la cogenerazione

Se le utenze da riscaldare sono numerose e situate a breve distanza tra di loro, può risultare conveniente realizzare un impianto di teleriscaldamento a biomassa. Si tratta di un'unica caldaia alla quale sono allacciati diversi utenti per mezzo di una rete di distribuzione del calore costituita da tubi interrati. In questo caso per il singolo utente la praticità del riscaldamento a legna diviene superiore a quella del riscaldamento individuale a combustibili

fossili perché l'abitazione non necessita più di una caldaia e di quanto è ad essa collegato (ingombri, rischi, manutenzioni). Le singole utenze prelevano il calore dalla rete attraverso scambiatori a piastre e pagano solo il calore effettivamente utilizzato. Il principio di funzionamento delle caldaie a biomassa di grande potenza è lo stesso delle caldaie di medie dimensioni: il combustibile viene bruciato ed i gas caldi ottenuti cedono il calore al fluido vettore (acqua) che circola nella rete di distribuzione e giunge agli scambiatori di calore installati presso ogni abitazione. La potenza va da pochi a qualche decina di MW. Se la rete di teleriscaldamento è sufficientemente estesa o se l'utenza è particolarmente grande (ad esempio un impianto industriale) ed è pertanto necessario installare una caldaia di grande potenza, diviene interessante l'ipotesi di produrre anche energia elettrica, utilizzando un impianto di cogenerazione: attraverso la combustione del legno si produce vapore acqueo che fa funzionare una turbina collegata ad un alternatore che produce energia elettrica con rendimenti energetici e ritorno economico interessanti.

#### **6.3.11. Vendita dell'elettricità alla rete, incentivi in conto capitale e incentivi alla generazione di energia elettrica e termica da biomasse ligno-cellulosiche**

Il bando per la promozione delle fonti rinnovabili tramite agevolazione alle piccole medie imprese<sup>24</sup> prevede un contributo pubblico sul costo di investimento, non inclusivo di IVA, sostenuto da piccole e medie imprese per l'installazione di impianti termici a cippato o pellets da biomasse di potenza nominale compresa tra 150 e 100kW (la taglia minima di ogni singolo bruciatore dovrà essere superiore a 150kW). Tale agevolazione, pari ad un contributo in conto capitale nella misura massima del 30% del costo ammissibile, non è cumulabile con agevolazioni contributive o finanziarie previste da altre normative comunitarie, nazionali o regionali.

Per questa sezione si veda la scheda "Incentivi alla produzione di energia elettrica e termica da impianti alimentati a fonti rinnovabili"

#### **6.3.12. Normativa di riferimento**

Si riportano in Tabella 35 le principali normative di riferimento per gli impianti di combustione alimentati biomasse ligno-cellulosiche.

---

<sup>24</sup> Bando per la promozione delle fonti rinnovabili per la produzione di energia elettrica e/o termica tramite agevolazioni alle piccole e medie imprese, ai sensi del D.M. n. 337/2000, art.5. Gazzetta Ufficiale n. 12 del 16 Gennaio 2007

<b>Decreto</b>	<b>Gazzetta Ufficiale</b>	<b>Descrizione</b>
<b>D.P.R. n. 412 del 26 Agosto 1993</b>	<i>Gazzetta Ufficiale</i> n. 242, 14 Ottobre 1993	Regolamento recante norme per la progettazione, l'installazione, l'esercizio e la manutenzione degli impianti termici degli edifici ai fini del contenimento dei consumi di energia
<b>D.L. 7 Gennaio 1995, n. 3</b>	<i>Gazzetta Ufficiale</i> n. 5, 7 Gennaio 1995	Riutilizzo dei residui derivanti da cicli di produzione-consumo in un processo produttivo o di combustione
<b>D. M. Ambiente 16 Gennaio 1995</b>	<i>Gazzetta Ufficiale</i> n. 24, 30 Gennaio 1995	Specifiche che descrivono quali tipi di sottoprodotti legnosi possono essere bruciati nelle diverse tipologie d'impianti
<b>D.L. 5 Febbraio 1997, n. 22</b>	<i>Gazzetta Ufficiale</i> n. 38, 15 Febbraio 1997	Attuazione delle Direttive 91/156/CEE sui rifiuti, 91/689/CEE sui rifiuti pericolosi e 94/62/CE sugli imballaggi e sui rifiuti di imballaggio
<b>Decreto Legislativo 79/1999</b> Attuazione della Direttiva 96/92/CE recante norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica	<i>Gazzetta Ufficiale</i> n. 75, 31 Marzo 1999	Ridisegna il quadro istituzionale e normativo del settore elettrico italiano. Introduce il meccanismo dei C.V.
<b>Decreto MAP 11 Novembre 1999</b>	<i>Gazzetta Ufficiale</i> n. 292, 14 Dicembre 1999	Direttiva per l'attuazione delle norme in materia di energia elettrica da fonti rinnovabili
<b>D.p.c.m. 8/ Marzo 2002</b>	<i>Gazzetta Ufficiale</i> n. 60, 12 marzo 2002	Caratteristiche combustibili inquinanti. Requisiti tecnici degli impianti
<b>Delibera AEEG 42/02</b> Condizioni per il riconoscimento della produzione combinata di energia elettrica e calore come cogenerazione ai sensi dell'articolo 2, comma 8, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79	<i>Gazzetta Ufficiale</i> n. 79, 4 Aprile 2002	Stabilisce i requisiti minimi (Indice di Risparmio Energetico e Limite Termico) perchè un impianto si possa definire cogenerativo
<b>Decreto legislativo 387/2003</b> Attuazione della Direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità"	<i>Gazzetta Ufficiale</i> n. 25, 31 Gennaio 2004, Supplemento Ordinario n.17	Recepimento della Direttiva Europea 2001/77/CE. Stabilisce l'adozione di decreti con i quali sono definiti i criteri per l'incentivazione della produzione di energia elettrica dalla fonte solare
<b>Deliberazione dell'AEEG 30 gennaio 2004, n. 5/04</b> , recante "Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione, misura e vendita dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2004-2007 e disposizioni in materia di contributi di allacciamento e diritti fissi" e successive modificazioni	<i>Gazzetta Ufficiale</i> n. 83, 8 Aprile 2004, Supplemento Ordinario N.62	Stabilisce le condizioni per per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione, misura e vendita dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2004-2007 e disposizioni in materia di contributi di allacciamento e diritti fissi

<p><b>Legge 23 Agosto 2004 n. 239/2004</b> Riordino del settore energetico, nonche' delega al Governo per il riassetto delle disposizioni vigenti in materia di energia</p>	<p><i>Gazzetta Ufficiale</i> n. 215, 13 Settembre 2004</p>	<p>Riforma e complessivo riordino del settore dell'energia tra cui ripartizione delle competenze dello Stato e delle Regioni con l'indicazione dei principi fondamentali per la legislazione regionale nel settore. Incentivazione anche agli impianti di cogenerazione abbinati al teleriscaldamento</p>
<p><b>Delibera AEEG n. 34/2005</b> Modalità e condizioni economiche per il ritiro dell'energia elettrica di cui all'articolo 13, commi 3 e 4, del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387, e al comma 41 della legge 23 agosto 2004, n. 239 (come successivamente modificata ed integrata dalle deliberazioni n. 49/05, n. 64/05, n. 165/05, n. 256/05 e n. 300/05)</p>	<p><i>Gazzetta Ufficiale</i> n. 61, 15 Marzo 2005</p>	<p>Stabilisce le modalità e condizioni economiche per il ritiro dell'energia elettrica prodotta da impianti di piccola taglia, da alcune fonti rinnovabili e per le eccedenze provenienti da impianti alimentati da fonti assimilate o da fonti rinnovabili purché nella titolarità di un autoproduttore</p>
<p><b>D.Lgs 30 Maggio 2005, n.128,</b> Attuazione della Direttiva 2003/30/CE relativa alla promozione dell'uso dei biocarburanti o di altri carburanti rinnovabili nei trasporti</p>	<p><i>Gazzetta Ufficiale</i> n. 160, 12 luglio 2005</p>	<p>Promuove l'utilizzazione di biocarburanti o di altri carburanti rinnovabili in sostituzione di carburante diesel o di benzina nei trasporti. Incentiva la destinazione di prodotti agricoli non destinati alla alimentazione alla produzione di biocarburanti e altri carburanti rinnovabili</p>
<p><b>Decreti MAP 24/10/2005 (A e B)</b> A: Aggiornamento delle Direttive per l'incentivazione dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili ai sensi dell'articolo 11, comma 5, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79. B: Direttive per la regolamentazione dell'emissione dei Certificati Verdi alla produzione di energia di cui all'articolo 1, comma 71, della legge 23 agosto 2004, n. 239</p>	<p><i>Gazzetta Ufficiale</i> n. 265, 14 Novembre 2005</p>	<p>Ha abrogato e sostituito il decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato, di concerto con il Ministro dell'ambiente 11 novembre 1999, ridisegnando alcuni ambiti tra cui: la quantificazione dell'energia soggetta all'obbligo dei CV, gli impianti IAFR e relativa qualifica, le modalità di rilascio dei CV</p>
<p><b>Delibera AEEG 10 Febbraio 2006 n. 28/06</b> Condizioni tecnico-economiche del servizio di scambio sul posto dell'energia elettrica prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza nominale non superiore a 20 kW, ai sensi dell'articolo 6 del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387</p>	<p><i>Gazzetta Ufficiale</i> n. 55, 7 Marzo 2006</p>	<p>Stabilisce le condizioni tecnico-economiche del servizio di scambio sul posto dell'energia elettrica prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza nominale non superiore a 20 kW</p>
<p><b>DPCM 23 Febbraio 2006,</b> Costituzione del tavolo di filiera per le bioenergie</p>	<p><i>Gazzetta Ufficiale</i> n. 63 del 16 Febbraio 2006</p>	<p>Finalizzato a favorire l'integrazione della filiera delle bioenergie, tenendo conto degli interessi della filiera e dei consumatori</p>

<p><b>Legge 11 Marzo 2006, n. 81</b></p> <p>Conversione in legge, con modificazioni, del decreto-legge 10 gennaio 2006, n. 2, recante interventi urgenti per i settori dell'agricoltura, dell'agroindustria, della pesca, nonché in materia di fiscalità d'impresa</p>	<p><i>Gazzetta Ufficiale</i> n. 59, 11 Marzo 2006 - Supplemento Ordinario n. 58</p>	<p>È incentivata la produzione e la commercializzazione di bioetanolo, per un periodo di sei anni a partire dal 1 gennaio 2008. Sono previsti <u>contratti di filiera</u> per la valorizzazione, produzione, e commercializzazione di biomasse e biocarburanti. Viene riconosciuta come <u>produttiva di reddito agrario</u> l'attività di cessione di energia elettrica e termica da fonti rinnovabili agroforestali da parte degli imprenditori agricoli. La PA è chiamata a stipulare contratti di programma coi soggetti interessati a promuovere la produzione e l'impiego di biocarburanti</p>
<p><b>Decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152</b></p> <p>Normativa in materia ambientale</p>	<p><i>Gazzetta Ufficiale</i> n. 88, 4 Aprile 2006, Supplemento Ordinario n.96</p>	<p>Estende a 12 anni il periodo di validità dei Certificati Verdi</p>
<p><b>Legge regionale 30 giugno 2006, n. 8</b></p> <p>Iniziative di sostegno alla produzione e all'utilizzo di biomasse legnose per scopi energetici</p>	<p>BUR 60/2006</p>	<p>Promuove lo sviluppo della filiera legno-energia mediante il sostegno alla produzione, alla raccolta, alla trasformazione e all'utilizzo delle biomasse legnose per scopi energetici</p>

**Tabella 35: Le principali normative di riferimento per gli impianti a biomassa ligno-cellulosiche**

### **6.3.13. Norme tecniche per l'impiego del legno come combustibile**

Le imprese installatrici sono tenute ad eseguire gli impianti a regola d'arte utilizzando a tal fine materiali parimenti costruiti a regola d'arte. Sono da considerare materiali e impianti costruiti a regola d'arte quelli realizzati secondo le norme tecniche di sicurezza dell'UNI e del CEI, nonché quelli realizzati nel rispetto della legislazione tecnica vigente in materia di sicurezza, tra cui quelle riportate in Tabella 36.

<b><u>CODICE</u></b>	<b><u>CONTENUTO</u></b>
<b>UNI 9016/87</b>	Legno da ardere: classificazione
<b>UNI 9017/87</b>	Legno da ardere: caratteristiche energetiche
<b>UNI 9220/88</b>	Residui agricoli: classificazione e caratteristiche energetiche
<b>UNI 9246/88</b>	Forni di incenerimento di rifiuti solidi urbani ed assimilabili con recupero di calore. Determinazione delle prestazioni energetiche
<b>UNI 9249/88</b>	Biomasse: determinazione dell'azoto totale
<b>UNI 9250/88</b>	Biomasse: determinazione del carbonio e dell'idrogeno
<b>UNI 9254/89</b>	Impianti di gassificazione per combustibili solidi non minerali. Classificazione e prescrizioni per il collaudo
<b>UNI9720/90</b>	Forni di incenerimento per rifiuti speciali ospedalieri. Offerta, fornitura e collaudo
<b>UNI 9496/91</b>	Impianti di incenerimento di rifiuti speciali. Offerta, fornitura e collaudo
<b>UNI 9841/91</b>	Termocaminetti a legna con fluido a circolazione forzata. Requisiti e prove
<b>UNI 9903/92</b>	Combustibili solidi non minerali ricavati da rifiuti
<b>UNI 10143/92</b>	Impianti per la combustione della lolla di riso
<b>UNI 10201/92</b>	Generatori di calore alimentati con combustibili solidi provenienti dalla lavorazione dei residui agricoli e/o forestali.
<b>UNI 10377/94</b>	Residui di combustione della lolla di riso. Caratteristiche
<b>UNI 10378/94</b>	Sistemi di combustione per rifiuti solidi urbani ed assimilabili. Regole per la progettazione, l'offerta, la fornitura ed il collaudo
<b>EN 303-5</b>	Generatori di calore per combustibili solidi fino a 300 kW.

**Tabella 36: principali norme UNI e EN per impianti di combustione a biomassa. Fonte: [ee]**

### **6.3.14. Esempi applicativi della combustione di biomasse legnose**

I moderni impianti di riscaldamento a biomassa, siano essi a legna, a pellet o a cippato, sono caratterizzati da alti costi di investimento e bassi costi di esercizio. Tuttavia i costi di investimento unitari in €/kW decrescono in maniera molto pronunciata con l'aumentare della potenza installata. Si riportano tre esempi di valutazione economica di utilizzo di caldaia a biomassa per:

1. il riscaldamento di un'abitazione di 200 m<sup>2</sup>
2. il riscaldamento di un piccolo centro scolastico

#### ***1. Esempio di caldaia a biomassa per abitazione di 200 m<sup>2</sup> riscaldata con impianto a legna***

Il parametro utilizzato per valutare la convenienza economica dell'investimento è il tempo di recupero, dato dal rapporto tra il costo dell'impianto ed il risparmio annuale di esercizio. Come si può vedere nella tabella sotto, soprattutto quando confrontato con l'utilizzo del gasolio, il riscaldamento a legna diventa conveniente dopo pochi anni [p][ff].

La Legge Finanziaria 2007 prevede inoltre che la fornitura di energia termica per uso domestico tramite reti pubbliche di teleriscaldamento o nell'ambito del contratto servizio energia si soggetta a IVA agevolata solo se è prodotta da fonti rinnovabili o da impianti di cogenerazione ad alto rendimento; alle forniture di energia da altre fonti, sotto qualsiasi forma, si applica l'aliquota ordinaria. La Finanziaria 2007 agevola in sostanza l'uso delle fonti rinnovabili e della cogenerazione nell'ambito dei contratti di servizio energia.

Oggetto	Valore
Fabbisogno energetico annuo stimato per riscaldamento e acqua sanitaria	20.000 kWh - 2.100 m <sup>3</sup> di metano - 2.000 l di gasolio - 58 q di legna
Potenza caldaia a fiamma inversa	30 kW
Investimento (compresa IVA 20%)	6.600 €
Detrazione Irpef (36%)	2.376€
Costo da ammortizzare:	$(6.600-2.376)=4.224$ €
Costo della legna	11,00 €/q
Spesa per i 58 quintali di legna	638 €/anno
<b>Confronto legna - metano</b>	
Costo del metano	0,52 €/m <sup>3</sup>
Spesa totale del metano	1.092 €/anno
Risparmio di esercizio	$(1.092-638) = 454$ €/anno
Tempo di recupero dell'investimento	$(4.224/454) = 9,3$ anni.
Tempo di recupero dell'investimento nel caso costo legna nullo	$(4.224/1.092) = 3,9$ anni
<b>Confronto legna - gasolio</b>	
Costo del gasolio	0,83 €/l
Spesa totale per gasolio	1.660 €/anno
Risparmio di esercizio	$(1.660-638) = 1.022$ €/anno
Tempo di recupero dell'investimento	$(4.224/1.022) = 4$ anni.
Tempo di recupero dell'investimento nel caso costo legna nullo	$(4.224/1.660) = 2,5$ anni

**2. Esempio di caldaia a biomassa per il riscaldamento di un piccolo centro scolastico, elaborato da [oo]**

<b>Dati tecnici</b>	<b>Unità</b>		<b>Valore</b>		
Potenza	kW		300		
Ore di funzionamento annuo	h/anno		1.000		
Fabbisogno energetico annuo	kWh/anno		300.000		
Tasso di sconto annuale	%		6		
<b>Dati Finanziari</b>	<b>Unità</b>	<b>Caldaia</b>	<b>Impianto</b>	<b>Opere civili</b>	
Periodo di ammortamento	Anni	15	15	30	
Tasso di sconto	%	9	9	9	
<b>Dati Economici</b>	<b>Unità</b>	<b>Scaglie di Legno</b>	<b>Pellets</b>	<b>Gasolio</b>	<b>Metano</b>
Costo combustibile	€/kg	0,07	0,10	1,00	0,52
Investimento complessivo	€	51.000	49.500	22.300	20.100
Costo annuo Capitale	€/anno	6.327	6.140	2.766	2.493
Costi legati ai consumi	€/anno	5.621	7.550	27.323	17.383
Costi di gestione annuale	€/anno	4.260	3.888	1.706	1.692
Totale costi annuali (con capitale)	€/anno	16.208	17.578	31.805	21.568
<b>Risultati Economici</b>			<b>Scaglie di Legno</b>	<b>Pellets</b>	
Riduzione dei costi unitari di gestione rispetto al gasolio			48,1%	43,2%	
Riduzione dei costi unitari di gestione rispetto al metano			23,6%	16,2%	

## 6.4. Biogas

Il "biogas" è tra le fonti rinnovabili più utilizzate per la produzione di energia elettrica e calore. Si tratta di una miscela di vari tipi di gas che si ottiene dalla naturale fermentazione batterica di sostanze organiche in assenza di ossigeno,. Il biogas può avere diverse origini: da discarica, dalla frazione organica dei rifiuti (in genere con umidità superiore al 50-60%), da impianti di depurazione di acque reflue e dalla fermentazione anaerobica di reflui zootecnici e agricoli. Il processo di decomposizione porta alla produzione di idrogeno molecolare, metano (grazie alla metanizzazione dei composti organici) ed anidride carbonica; tuttavia nel processo di produzione di biogas il bilancio di emissione e consumo di CO<sub>2</sub> è considerato praticamente nullo. Il biogas è indicato dall'Unione Europea tra le fonti energetiche rinnovabili che possono assicurare non soltanto autonomia energetica, ma anche la graduale riduzione dell'attuale inquinamento ambientale e dell'effetto serra. In Tabella 37 si riporta la potenza installata e la produzione di energia elettrica degli impianti da biogas nel Veneto.

Fonte Biogas	Numero impianti	Potenza efficiente lorda (kW)	Produzione Lorda (MWh)	Produzione netta (MWh)	
				Consumata in loco	Immessa in rete
<b>RSU</b>	49	28.307	104.026	1.871	98.869
<b>Fanghi</b>	-	-	0	0	0
<b>Deiezioni Animali</b>	1	100	301	97	192
<b>Colture e rifiuti agro-industriali</b>	5	1.600	7.177	0	7.105

Tabella 37: Potenza installata e produzione degli impianti da biogas nel Veneto [10]

### 6.4.1. Il gas delle discariche

Attualmente gli impianti di captazione e di utilizzo del biogas prodotto dalla fermentazione anaerobica della frazione organica dei rifiuti conferiti in discarica contribuiscono a valorizzare il biogas che si genera nelle discariche e che dovrebbe comunque essere smaltito secondo la normativa vigente. I processi di fermentazione che avvengono per un tale materiale organico portano alla produzione di gas, costituito per il 50-60% da metano e per un 40-50% da anidride carbonica (esistono però tecniche per elevare fino al 90% il contenuto di metano di questo gas). Questa produzione avviene per circa 10-15 anni a partire dalla deposizione dei rifiuti. Se questi gas, come spesso accade, vengono dispersi in atmosfera, essi contribuiscono notevolmente al grave problema dei cambiamenti climatici. Pertanto è molto opportuno che questo gas venga captato ed utilizzato per la produzione di energia.

Come detto, lo sfruttamento del biogas prodotto dalle discariche attuali rappresenta una significativa opportunità energetica e ambientale: allo stato attuale, considerando che il biogas viene mediamente prodotto nella misura teorica di 200 m<sup>3</sup>/t di rifiuto e che il processo si compie in circa 20 anni, velocemente all'inizio e lentamente alla fine, la potenzialità teorica complessiva lorda di tutte le discariche italiane sfiorerebbe circa i 1000 MW termici (250MW elettrici). In realtà solo una frazione di questa, valutabile in circa il 30%, può essere utilizzata per fini energetici sia per le inevitabili dispersioni di biogas che per la non economicità ad estrarre biogas per fini energetici nei periodi finali.

La quasi totalità degli impianti a biogas realizzati nell'ultimo decennio in Italia sono alimentati con biogas da discarica, grazie alle favorevoli condizioni normative. In Figura 26 si rappresenta la produzione oraria teorica di biogas da discarica nell'arco di 32 anni.



Figura 26: Produzione teorica di biogas da discarica

#### **6.4.2. Soggetti interessati alla produzione di biogas da reflui zootecnici e scarti agroalimentari**

Un gas con buone caratteristiche energetiche può essere ottenuto anche in:

- Allevamenti zootecnici;
- Industrie agro-alimentari o settori ove sono disponibili reflui con elevato carico organico da depurare (vegetale o animale);
- Imprese interessate a fare della tecnica di digestione una possibile attività economica tramite il ritiro da terzi di sostanza organica da trattare.

#### **6.4.3. I vantaggi connessi alla produzione di biogas**

- 1) *Riduzione dell'inquinamento dei reflui zootecnici e degli odori*: i problemi di inquinamento del suolo e del sottosuolo, di odori molesti e le difficoltà nello smaltimento delle carcasse animali negli allevamenti intensivi hanno comportato delle limitazioni tecnico-legislative per gli allevatori: vasche di contenimento dei liquami, orari di spargimento sul suolo, distanza dai centri abitati, limiti quantitativi, ecc. Tali limitazioni si traducono in elevati costi produttivi. Grazie al trattamento anaerobico dei materiali di scarto si ottengono biomasse “*digerite*” e quindi direttamente utilizzabili per la fertilizzazione. Separando le biomasse digerite dalla parte acquosa, si ottiene anche *humus colloidale*, utilizzabile come concime. Inoltre, con il trattamento anaerobico, si riducono notevolmente i carichi inquinanti e la produzione di odori sgradevoli.
- 2) *Valorizzazione dei rifiuti provenienti dalle attività agroindustriali*: per l’ottimizzazione del funzionamento degli impianti per la produzione di biogas da deiezioni zootecniche si possono impiegare scarti dell’industria agroalimentare. In questo modo si valorizzano in termini energetici questi materiali, il cui smaltimento risulta normalmente problematico (o discarica o inceneritore se non possono essere trattati in impianti di compostaggio).
- 3) *Integrazione del reddito delle imprese agricole e diversificazione produttiva*: il perdurare di una situazione di scarsa remunerazione della produzione di beni alimentari induce le aziende agricole ad individuare fonti di integrazione del proprio reddito, che siano collegabili con la loro attività primaria. Le biomasse provenienti dalle attività delle aziende zootecniche, cerealicole e dell’industria agroalimentare possono essere trasformate in biogas per la produzione di energia elettrica e termica.

4) *Cogenerazione*: il trattamento anaerobico in condizioni controllate porta alla degradazione della sostanza organica e alla produzione di biogas. La cogenerazione di energia elettrica e calore mediante combustione del biogas può risultare economicamente vantaggiosa sia per autoconsumo aziendale, sia per la cessione a terzi, soprattutto grazie agli attuali incentivi alla produzione di energia da fonti rinnovabili.

#### **6.4.4. Tecniche di digestione anaerobica**

La digestione anaerobica è un processo biologico per mezzo del quale, in assenza di ossigeno, la sostanza organica viene trasformata in biogas (o gas biologico), costituito principalmente da metano e anidride carbonica. Nonostante avvenga anche spontaneamente, la digestione anaerobica richiede un ambiente povero di ossigeno ed una percentuale di umidità inferiore al 50%. Affinché il processo abbia luogo è necessaria l'azione di diversi gruppi di microrganismi, in grado di trasformare la sostanza organica in composti intermedi, utilizzabili dai microrganismi metanigeni che concludono il processo producendo il metano. Il vantaggio di questo processo è che la materia organica complessa viene convertita in metano e anidride carbonica e quindi porta alla produzione finale di una fonte rinnovabile di energia, sotto forma di un gas combustibile ad elevato potere calorifico. Le tecniche di digestione anaerobica possono essere suddivise in due gruppi principali:

- digestione a umido, quando il substrato ha un contenuto di sostanza secca  $\leq 10\%$ ;
- digestione a secco, quando il substrato avviato a digestione ha un contenuto di sostanza secca  $\geq 20\%$ .

Processi con valori di secco intermedi vengono in genere definiti processi a semisecco.

A livello di processo tecnologico, la produzione di biogas in impianti di dimensioni industriali è del tipo continuo con digestione anaerobica e può essere mesofila o termofila, a seconda della temperatura di processo, differenziandosi nei costi e nei livelli di efficienza come si riporta in Tabella 38.

Tipologia di Digestione	Temperatura media dei substrati	Costi di gestione	Efficienza biogas prodotto/substrato	Carico organico in ingresso
<i>Mesofila</i>	(35-37) <sup>o</sup> C	Medi	Media	Medio
<i>Termofila</i>	(55-57) <sup>o</sup> C	Alti	Alta	Alto

**Tabella 38: Principali caratteristiche degli impianti mesofili e termofili**

Le dimensioni del digestore dipendono dal volume di effluente prodotto e dal tempo di ritenzione che è variabile dai 25 ai 30 giorni con i soli effluenti zootecnici da elevare a 40-50 giorni quando si codigeriscono altre biomasse vegetali.

#### **6.4.5. Gli impianti per la produzione di biogas**

Gli impianti, per la produzione di biogas derivante da deiezioni zootecniche e biomasse vegetali, si possono suddividere principalmente nelle seguenti tre tipologie: impianti Plug-flow, impianti Up-flow, impianti per biomasse super dense.

1) *Impianto plug-flow*: rivolto agli allevamenti di medie e grandi dimensioni che intendono produrre energia con lo scopo di utilizzarla quasi totalmente per i fabbisogni aziendali. Il digestore è privo di organi di miscelazione interni in quanto nel processo anaerobico viene impiegata solo la frazione liquida delle deiezioni. Il liquame prodotto viene convogliato tramite un'opportuna stazione di pompaggio al trattamento di separazione. Il trattamento di separazione meccanica delle frazioni liquide dai solidi grossolani serve per eliminare dal liquame le parti non biodegradabili nei tempi tecnici di digestione previsti, quali ad esempio i residui vegetali ed il pelo, che tendono a provocare a lungo andare intasamenti del digestore. La frazione solida, separata a monte del digestore, potrà essere compostata o accumulata e portata come ammendante sui terreni agricoli, mentre la frazione liquida, ricca di sostanze organiche, alimenterà il digestore, di norma a sezione trasversale rettangolare, a uno o più canali paralleli. La digestione anaerobica dei liquami è ottenuta all'interno di un apposito digestore mediante l'attività dei batteri. Per operare in condizioni termicamente controllate le pareti del digestore devono essere opportunamente isolate e l'interno del digestore è riscaldato e mantenuto alla temperatura di processo da una serpentina di calore posta in prossimità del fondo, realizzata con tubazioni in acciaio inossidabile nelle quali è fatta circolare acqua calda prodotta dalla combustione del biogas in cogenerazione. Il biogas prodotto è raccolto direttamente nella parte superiore del digestore mediante una copertura a cupola gasometrica a forma di calotta sferica.

2) *Impianto up-flow*: rivolto ad allevamenti che vogliono gestire i liquami come unico prodotto omogeneo e trarre il maggiore rendimento in termini energetici e quindi economici, poiché grazie al mantenimento di tutta la frazione solida presente nelle deiezioni si incrementa la produzione di biogas. È consigliabile anche ad allevamenti di modeste dimensioni, ma che hanno disponibilità nel tempo di biomasse vegetali da aggiungere e digerire assieme alle deiezioni animali. Si impiegano le deiezioni zootecniche originali (frazione liquida + frazione solida): il digestore è perciò dotato di un impianto di miscelazione ad elica, di pompa di ricircolo esterna per ottenere la movimentazione del liquame e l'effetto rompicrosta. Al fine di ottenere la maggiore produzione possibile di biogas, come per il caso precedente, è fondamentale che i liquami prodotti arrivino freschi al digestore. Il liquame prodotto è convogliato ad una vasca di raccolta, miscelazione e sollevamento, provvista di mixer e pompa tritratrice, dove può essere aggiunta in dosi prestabilite una moderata quantità di biomassa vegetale per ottenere una miscela pompabile, con un contenuto di solidi non superiore al 10%, che arricchisce di sostanza organica il liquame destinato ad alimentare il digestore

3) *Impianto per biomasse super dense*: rivolto ad aziende agricole e zootecniche che, oltre ai reflui zootecnici, hanno pure disponibilità di biomassa vegetale costante nell'arco dell'anno, grazie alla quale si incrementa notevolmente la produzione di biogas. Si ricorre sia alla frazione liquida che a quella solida, con l'immissione di un'opportuna quantità di biomassa vegetale. Il liquame prodotto è convogliato ad una vasca di raccolta, miscelazione e sollevamento, provvista di mixer e pompa tritratrice che omogeneizza il liquame. Sono previsti due digestori, uno primario e uno secondario, entrambi dotati di miscelatori. Il digestore primario è alimentato costantemente con liquame fresco e biomassa, mentre il liquame digerito uscirà dopo un tempo di permanenza nella vasca per essere trasferito nel digestore secondario. Il biogas così prodotto in condizioni anaerobiche è raccolto direttamente nella parte superiore dei digestori mediante una copertura gasometrica a cupola a volume variabile. Il gas prodotto e recuperato è bilanciato, raffreddato, deumidificato, filtrato ed avviato ai gruppi di cogenerazione che bruciando il biogas producono energia elettrica e calore. Infine il liquame in uscita ormai stabilizzato e deodorizzato, sarà accumulato in bacini di stoccaggio in attesa dell'utilizzazione agronomica.

#### 6.4.6. Stima dell' energia producibile da biogas nella provincia di Padova

Facendo riferimento ai dati riportati in Tabella 39, dove si legge la resa di biogas per tonnellata di solidi volatili (ossia sostanza organica) e il tenore di metano, in corrispondenza delle differenti deiezioni animali e prodotti dell'agricoltura considerati, si possono trarre le seguenti stime di producibilità teorica.

Anzitutto è necessario sottolineare come la biodegradabilità complessiva dei liquami possa variare alquanto: tra il 60% e l'80%, in funzione sia dell'età del liquame che del tipo di alimentazione.

In riferimento al rapporto sull'agricoltura in provincia di Padova relativamente all'anno 2004, è stato stimato un quantitativo di capi di bestiame pari a circa 41.622 vacche da latte e 11.0621 suini. Ipotizzando di considerare la presenza nei vari allevamenti di Padova di sole vacche da latte in rimonta del peso vivo di circa  $(400 \div 600)kg$  al capo e di suini del peso vivo di  $(115 \div 135)kg$  (si tratta di ipotesi necessarie per fornire un risultato sulla potenzialità di massima del patrimonio zootecnico di Padova), si ottengono, per il totale patrimonio zootecnico di vacche e suini della provincia di Padova, i seguenti risultati:

- Peso totale Vacche da latte:  $P_{vacche} = [(400 \div 600) * 41622] \approx (17000 \div 25000)t$
- Peso totale suini:  $P_{suini} = [(115 \div 135) * 110621] \approx (13000 \div 15000)t$

Considerando dei coefficienti di recuperabilità per i solidi volatili (S.V.) delle deiezioni delle bovine da latte dell'Italia settentrionale (con lettiera) pari a 1,41 kg/q di peso vivo animale, e di 0,317 kg/q di peso vivo per i solidi volatili delle deiezioni di soli suini da ingrasso, si ottiene:

- Stima solidi volatili totali vacche:  $S.V._{vacche} = (170000 \div 250000) * 1,41 \approx (24 \div 35)10^4 kg$
- Stima solidi volatili suini:  $S.V._{suini} = (130000 \div 150000) * 0,317 \approx (41 \div 48)10^3 kg$

Considerando gli intervalli di resa di biogas e di tenore di metano rispettivamente per liquame bovino e quello suino, si ottiene:

- Stima metano da liquame vacche:  $Me tan_{vacche} \approx (29000 \div 105000)m^3 / giorno$
- Stima metano da liquame suini:  $Me tan_{suini} \approx (7400 \div 24000)m^3 / giorno$

Substrato	S.T. [%]	S.V. [%]	Resa in Biogas [m <sup>3</sup> /t tal quale]	Resa in Biogas [m <sup>3</sup> /t S.V.]	Tenore CH <sub>4</sub> [Volume %]
Liquame bovino	8-11	75-82	20-30	200-500	60
Liquame suino	~ 7	75-86	20-35	300-700	60-70
Letame Bovino	~ 25	68-76	40-50	210-300	60
Letame suino	20-25	75-80	55-65	270-450	60
Deiezioni avicole solide	~ 32	63-80	70-90	250-450	60
Silomais	20-35	85-95	170-200	450-700	50-55
Acque di vegetazione	3,7	70-75	50-56	1500-2000	50-60
Frazione organica residui solidi urbani	40-75	50-70	80-120	150-600	58-65
Scarti di ristorazione	9-37	80-98	50-480	200-500	45-61
Scarti ortofrutticoli	5-20	80-90	45-110	400-600	60-65
Grasso di separazione	2-70	75-93	11-450	~ 700	60-72
Contenuto stomacale (suini)	12-15	75-86	20-60	200-400	58-62
Grasso di flottazione	5-24	80-95	35-280	900-1200	60-72
Contenuto ruminale	11-19	80-90	20-60	200-400	58-62

Tabella 39: Rese del biogas di biomasse di varia provenienza [51]

Considerando il potere calorifico del metano (pari a  $8200 \text{ kcal} / \text{m}^3$ ) e ipotizzando di avere un “unico cogeneratore equivalente” del rendimento elettrico effettivo di  $\eta_{ele} = 36\%$ , si stima un limite massimo alla produzione di energia elettrica lorda in uscita dal cogeneratore pari a:

- Energia elettrica lorda da liquame vacche:  $E.E._{vacche} \approx (100 \div 360) \text{ MWh} / \text{giorno}$
- Energia elettrica lorda da liquame suini:  $E.E._{suini} \approx (26 \div 83) \text{ MWh} / \text{giorno}$
- Relativamente ad un intero anno si individua:
- Energia elettrica lorda da liquame vacche:  $E.E._{vacche} \approx (37 \div 130) \text{ GWh} / \text{anno}$
- Energia elettrica lorda da liquame suini:  $E.E._{suini} \approx (10 \div 30) \text{ GWh} / \text{anno}$

Ipotizzando 8000 ore effettive di funzionamento dell’impianto nell’arco di un anno, si ottiene:

- Potenza elettrica lorda da liquame vacche:  $P.E._{vacche} \approx (5 \div 16) \text{ MW}$
- Potenza elettrica lorda da liquame suini:  $P.E._{suini} \approx (1.2 \div 4) \text{ MW}$

Tali considerazioni, pur essendo di carattere generale, mostrano risultati di massima del patrimonio zootecnico come fonte di energia rinnovabile e di opportunità economica per le

aziende nella provincia di Padova. Una stima più rapida della produzione di energia elettrica giornaliera da allevamenti intensivi può essere effettuata ricorrendo ai seguenti indici:

- Allevamento suini → circa 3,5 kWh/t peso vivo animale,
- Allevamento bovine da latte → circa 7 kWh/t peso vivo animale,
- Allevamento bovini da carne → circa 6 kWh/t peso vivo animale,
- Allevamento galline ovaiole → circa 12 kWh/t peso vivo animale.

Si comprende tuttavia come, al di là di tale stima massima, l'investimento nel digestore non sia proponibile al di sotto di una dimensione minima. È possibile individuare taglie minime di potenza degli impianti a biogas che garantiscano comunque un rientro economico accettabile. Tenendo conto dei costi di realizzazione e dei ricavi, la taglia minima è riconducibile intorno ai 40-50 kW, cui corrispondono all'incirca 100 vacche da latte.

Per quanto concerne i tempi di realizzazione degli impianti a biogas, per grossi impianti sono stimabili tra i 12 e i 18 mesi, a seconda della complicazione realizzativa

#### **6.4.7. Utilizzo finale del biogas**

Gli utilizzi del biogas sono molteplici. Esso può essere utilizzato per:

- *autotrazione*;
- *produzione di solo* calore tramite combustione diretta in caldaia, con produzione di sola energia termica;
- *produzione di sola energia elettrica* mediante combustione in motori azionanti gruppi elettrogeni;
- *cogenerazione* di energia elettrica e calore.

Quest'ultima soluzione permette un notevole miglioramento dell'efficienza complessiva rispetto al caso di produzione separata delle stesse quantità di calore ed energia elettrica, consentendo ritorni economici interessanti altrimenti difficili. Il biogas viene trattato come il gas metano, mentre vengono realizzate modifiche ai bruciatori, alle modalità di miscelazione del combustibile con il comburente e si devono utilizzare materiali più resistenti alla corrosione per lo scambiatore di calore e il bruciatore stesso, vista l'elevata acidità del biogas.

I cogeneratori possono funzionare secondo le seguenti modalità:

- *In parallelo alla rete elettrica,*

- *In isola indipendente*, ove non vi fosse la rete elettrica di distribuzione. È necessario in tal caso avere un generatore autoeccitato con motorino di avviamento collegato a delle batterie.
- *In stand-by*: nel caso di funzionamento normale il cogeneratore è collegato in parallelo alla rete pubblica, in caso di mancanza di tensione il cogeneratore non si spegne, ma continua a girare garantendo la corrente elettrica su linee privilegiate.

Per i richiami normativi relativi alla vendita dell'elettricità alla rete e incentivi alla generazione di energia elettrica e termica da biogas si veda la scheda "Incentivi alla produzione di energia elettrica e termica da impianti alimentati a fonti rinnovabili" (si veda paragrafo 6.8)

#### 6.4.8. Normativa di riferimento

Si riportano in tabella i principali atti normativi di riferimento per gli impianti a biogas.

Decreto	GU	Descrizione
<b>Decreto Legislativo 79/1999</b> Attuazione della Direttiva 96/92/CE recante norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica	<i>Gazzetta Ufficiale</i> n. 75, 31 Marzo 1999	Ridisegna il quadro istituzionale e normativo del settore elettrico italiano. Introduce il meccanismo dei CV
<b>Delibera AEEG 42/02</b> Condizioni per il riconoscimento della produzione combinata di energia elettrica e calore come cogenerazione ai sensi dell'articolo 2, comma 8, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79	<i>Gazzetta Ufficiale</i> . n. 79, 4 Aprile 2002	Stabilisce i requisiti minimi (Indice di Risparmio Energetico e Limite Termico) perchè un impianto si possa definire cogenerativo
<b>Decreto legislativo 387/2003</b> Attuazione della Direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità"	<i>Gazzetta Ufficiale</i> n. 25, 31 Gennaio 2004 - Supplemento Ordinario n. 17	Recepimento della Direttiva Europea 2001/77/CE. Stabilisce l'adozione di decreti con i quali sono definiti i criteri per l'incentivazione della produzione di energia elettrica dalla fonte solare.
<b>Delibera AEEG 168/2003</b> Condizioni per l'erogazione del pubblico servizio di dispacciamento dell'energia elettrica sul territorio nazionale e per l'approvvigionamento delle relative risorse su base di merito economico, ai sensi degli articoli 3 e 5 del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79	<i>Gazzetta Ufficiale</i> - Supplemento Ordinario n. 16 del 30 Gennaio 2004	Stabilisce le condizioni per l'erogazione del pubblico servizio di dispacciamento dell'energia elettrica sul territorio nazionale e per l'approvvigionamento delle relative risorse su base di merito economico
<b>Deliberazione dell'AEEG 30 gennaio 2004, n. 5/04</b> , recante "Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione, misura e vendita dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2004-2007 e disposizioni in materia di contributi di	<i>Gazzetta Ufficiale</i> n. 83, 8. Aprile 2004 - Suppl. Ordinario n.62	Stabilisce le condizioni per per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione, misura e vendita dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2004-2007 e disposizioni in materia di contributi di allacciamento e diritti fissi

allacciamento e diritti fissi” e successive modificazioni		
<b>Legge 23 Agosto 2004 n. 239</b> Riordino del settore energetico, nonche' delega al Governo per il riassetto delle disposizioni vigenti in materia di energia	<i>Gazzetta Ufficiale</i> n. 215, 13 Settembre 2004	Riforma e complessivo riordino del settore dell'energia tra cui ripartizione delle competenze dello Stato e delle Regioni con l'indicazione dei principi fondamentali per la legislazione regionale nel settore. Incentivazione anche agli impianti di cogenerazione abbinati al teleriscaldamento
<b>Delibera AEEG n. 34/2005</b> Modalità e condizioni economiche per il ritiro dell'energia elettrica di cui all'articolo 13, commi 3 e 4, del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387, e al comma 41 della legge 23 agosto 2004, n. 239 (come successivamente modificata ed integrata dalle deliberazioni n. 49/05, n. 64/05, n. 165/05, n. 256/05 e n. 300/05)	<i>Gazzetta Ufficiale</i> n. 61, 15 Marzo 2005	Stabilisce le modalità e condizioni economiche per il ritiro dell'energia elettrica prodotta da impianti di piccola taglia, da alcune fonti rinnovabili e per le eccedenze provenienti da impianti alimentati da fonti assimilate o da fonti rinnovabili purché nella titolarità di un autoproduttore
<b>Decreti MAP 24/10/2005 (A e B)</b> A: Aggiornamento delle Direttive per l'incentivazione dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili ai sensi dell'articolo 11, comma 5, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79. B: Direttive per la regolamentazione dell'emissione dei Certificati Verdi alla produzione di energia di cui all'articolo 1, comma 71, della legge 23 agosto 2004, n. 239	<i>Gazzetta Ufficiale</i> n. 265, 14 Novembre 2005	Ha abrogato e sostituito il decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato, di concerto con il Ministro dell'ambiente 11 novembre 1999, ridisegnando alcuni ambiti tra cui: la quantificazione dell'energia soggetta all'obbligo dei CV, gli impianti IAFR e relativa qualifica, le modalità di rilascio dei CV
<b>Delibera AEEG 10 febbraio 2006 n. 28/06</b> Condizioni tecnico-economiche del servizio di scambio sul posto dell'energia elettrica prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza nominale non superiore a 20 kW, ai sensi dell'articolo 6 del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387	<i>Gazzetta Ufficiale</i> n. 55, 7 Marzo 2006	Stabilisce le condizioni tecnico-economiche del servizio di scambio sul posto dell'energia elettrica prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza nominale non superiore a 20 kW
<b>Decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152</b> Normativa in materia ambientale	<i>Gazzetta Ufficiale</i> n. 88, 14 Aprile 2006 – Supplemento Ordinario n.96	Estende a 12 anni il periodo di validità dei Certificati Verdi

**Tabella 40: Le principali normative di riferimento per gli impianti a biogas**

#### 6.4.9. Esempi applicativi della digestione anaerobica

Si riportano di seguito alcuni esempi di impianti realizzati recentemente nel nord Italia al fine di comprendere i risultati economici possibili e la tipologia di risorsa necessaria.

Si è ipotizzato che il 20% dell'energia elettrica prodotta sia autoconsumata e la rimanente ceduta alla rete. Il costo orientativo di investimento per un impianto è dell'ordine dei 3500-5000 €/kW di potenza elettrica installata.

**1) Impianto di produzione del biogas dalle deiezioni di 5000 suini all'ingrasso**

Volume del digestore	1600 m <sup>3</sup>
Potenza elettrica del cogeneratore	75kW
Volume dei liquami di suino	49,50m <sup>3</sup> / giorno
Solidi Volatili	1,49t / giorno
Biogas prodotto	600m <sup>3</sup> / giorno
Energia elettrica netta prodotta	47100kWh / anno
Energia termica prodotta ( il 50-60% disponibile per utenze aziendali)	585000kWh / anno
Investimento	350000Euro
Ammortamento (anni 8, con interesse i=5%)	54200Euro / anno
Costo della manodopera (2h/giorno: 15 Euro/h)	10950Euro / anno
Costo manutenzione cogeneratore (0,018 Euro/kWh)	8478Euro / anno
Assicurazione (0,3% dell'investimento)	1050Euro / anno
Varie (1,5% sul costo dell'investimento)	5250Euro / anno
Costi operativi totali	79928Euro / anno
Ricavi Vendita C.V. (0,1089 Euro/kWh)	51300Euro / anno
Ricavi 20% energia autoconsumata (0,11Euro/kWh)	10400Euro / anno
Ricavi energia venduta al distributore (0,095 Euro/kWh)	35800Euro / anno
Ricavi totali	97500Euro / anno
Risultato di Gestione	17572Euro / anno
Tempo di ritorno dell'investimento	4 anni e 10 mesi

L'investimento ha un ritorno economico interessante grazie alla disponibilità dei Certificati Verdi, senza i quali il risultato di gestione sarebbe negativo. Il risultato potrebbe migliorare nel caso in cui si recuperasse in cogenerazione il calore dei fumi per soddisfare un carico termico.

In genere, i fattori critici incidenti sulla convenienza economica di un impianto di digestione per produzione di biogas sono:

- Numero sufficiente di animali (allevamenti intensivi);
- Scelta accurata delle tipologie di rimozione delle deiezioni e del tipo di alimentazione degli animali (in modo da dimezzare la quantità di liquame prodotto, dimezzando i costi di stoccaggio, smaltimento e recupero energetico);
- Valorizzazione o meno dell'utilizzo agronomico dei liquami digeriti;

- Non corretta e squilibrata alimentazione dei microrganismi nel digestore: realizzare un impianto a biogas significa aggiungere in azienda un allevamento di microrganismi con tutte le loro esigenze ambientali ed alimentari.

## **2) Impianto per 500 vacche da latte con relativa rimonta e biomassa**

Volume dei digestori	$2800m^3 = 1400 * 2$
Potenza elettrica del cogeneratore	$325kW$
Volume dei liquami di bovino	$40,50m^3 / giorno$
Solidi Volatili	$6,07t / giorno$
Biogas prodotto	$2970m^3 / giorno$
Silomais (cereali da foraggio)	$8t / giorno$
Energia elettrica netta prodotta	$2337800kWh / anno$
Energia termica prodotta (il 50-60% disponibile per utenze aziendali)	$2763900kWh / anno$
Investimento	1,1 M€
Ammortamento (anni 8, con interesse $i=5\%$ )	$172600Euro / anno$
Costo della manodopera (6h/giorno: 15 Euro/h)	$32850Euro / anno$
Costo manutenzione cogeneratore (0,018Euro/kWh)	$42080Euro / anno$
Assicurazione (0,3% dell'investimento)	$3300Euro / anno$
Varie (1,5% sul costo dell'investimento)	$16500Euro / anno$
Costi totali (escluso il Silomais aggiunto)	$267330Euro / anno$
Ricavi Vendita C.V. (0,1089 Euro/kWh)	$254600Euro / anno$
Ricavi 5% energia autoconsumata in azienda (0,11Euro/kWh)	$12900Euro / anno$
Ricavi energia venduta all'ENEL (0,095 Euro/kWh)	$169100Euro / anno$
Ricavi totali	$436600Euro / anno$
<b>Valorizzazione silomais annuo (2.920 t)</b>	$57,80Euro / t$
<b>Risultato di Gestione</b>	<b><math>168.800 Euro/anno</math></b>

## 6.5. L'uso dell'olio vegetale grezzo a fini energetici

Gli oli vegetali non raffinati sono divenuti recentemente di grande interesse per il settore energetico grazie alla possibilità di essere utilizzati con buona efficienza per la produzione elettrica e alla disponibilità di grandi quantità di materia prima a prezzi interessanti sul mercato internazionale.

Le piante da cui è possibile estrarre l'olio industrialmente sono chiamate "*piante oleaginose*" e possono essere classificate in diversi modi, in funzione della loro importanza nella produzione totale di materie grasse, del tipo di olio prodotto, delle zone di produzione, ecc.

Esistono più di 4.000 specie di piante oleaginose, coltivate in differenti aree, dalle quali è possibile produrre olio vegetale, principalmente ricavato dai semi.

In Tabella 41 vengono riportate ordinatamente (a seconda dell'importanza delle specie) le *piante oleaginose primarie*.

Regioni calde	Regioni temperate
<u>Palma da olio</u> : essenzialmente <i>Elaeis guineensis</i>	<u>Soia</u> : <i>Glycyne max</i> (Leguminosae)
<u>Cocco</u> : <i>Cocos nucifera</i>	<u>Girasole</u> : <i>Helianthus annuus</i> (Compositae)
<u>Arachide</u> : <i>Arachis hypogea</i> (Leguminosae)	<u>Colza</u> : <i>Brassica napus var. oleifera</i> (Cruciferae)
<u>Cotone</u> : <i>Gossypium hirsutum</i> (Malvaceae)	<u>Olivo</u> : <i>Olea europea</i> (Oleaceae)

**Tabella 41: Suddivisione delle piante oleaginose primarie a seconda delle zone terrestri [r]**

Si considerano di seguito le caratteristiche e le peculiarità delle tre principali colture oleaginose a livello regionale-nazionale: soia, girasole e colza. Si fornisce inoltre un'ampia panoramica sulle proprietà e sul mercato dell'olio di palma, un prodotto non locale, ma alquanto interessante per l'impiego finale nei motori per produzione di energia elettrica.

### 6.5.1. Caratteristiche e requisiti degli oli vegetali

Gli oli vegetali non sono tutti uguali, ogni specie oleaginosa produce un olio con caratteristiche specifiche, alcune delle quali ne influenzano le modalità di utilizzo. Tutti gli oli vegetali si caratterizzano per l'elevata viscosità, per il minore potere calorifico rispetto a quello degli oli minerali, per il numero di cetano<sup>25</sup> abbastanza basso e per la scarsa distillabilità a pressione atmosferica. Si riportano di seguito i principali parametri di riferimento per la valutazione dell'olio vegetale quale combustibile [r].

<sup>25</sup> Il numero di cetano indica il comportamento all'accensione e quindi influenza l'avviamento a freddo, la combustione e la rumorosità del motore.

Caratteristiche	Palma	Girasole	Soia	Colza
Massa Volumica [kg/m <sup>3</sup> ]	-	914 [a 15°C]	916 [a 20°C]	916 [a 20°C]
Numero di Cetano	38 / 42	37	36 / 39	32 / 37,6
Potere calorifico superiore [MJ/kg]	-	39,6	39,6	39,7
Potere calorifico inferiore [MJ/kg]	36,5	-	36,8	37,4
Viscosità a 20°C [mm <sup>2</sup> /s]	-	-	-	77,8
Viscosità a 38°C [mm <sup>2</sup> /s]	-	37,1	32,6	37
Viscosità a 100°C [mm <sup>2</sup> /s]	8,3	-	-	-
Punto di intorbidamento [°C]	-	7,2	-3,9	-3,9
Punto di scorrimento [°C]	-	-15	-12,2	-31,7
Punto di infiammabilità [°C]	-	274	254	246
Punto di fusione [°C]	23 / 27	-18	-12 / -19	0 / -2

**Tabella 42: Caratteristiche medie dei principali oli vegetali [pp][q]**

A completamento della caratterizzazione delle quattro principali colture oleaginose, si riassumono nella Tabella 43 le rese per ettaro dei semi/frutti e dell'olio vegetale per girasole, soia, colza e palma da olio.

Coltura	t <sub>[semi]/ha</sub> <sup>(*)</sup>	t <sub>[olio]/ha</sub>	litri <sub>[olio]/ha</sub>
Girasole	2,5 - 4	0,800	952
Soia	3 - 4	0,375	446
Colza	2,5 - 3	1	1.190
Palma da Olio	10-20 <sub>[kg]</sub> /casco di frutta	4	4.500

(\*) Intervalli nazionali per girasole, soia, colza

**Tabella 43: Rese per ettaro di alcune piante oleaginose**

### 6.5.2. Estrazione degli oli vegetali

Scopo della tecnologia di estrazione è la separazione di grassi e proteine, fra loro immiscibili, pervenendo all'isolamento di ciascuno con il massimo di purezza e di rendimento, al costo minore, evitando l'insorgere di reazioni collaterali. I processi tecnologici di estrazione consistono in una successione di operazioni la cui complessità dipende dalla morfologia della materia prima. Oggi le tecniche di estrazione sono di tipo meccanico (normalmente a pressione) o chimico (a solvente, di solito esano).

Il principale prodotto del processo di estrazione è l'olio grezzo. Con l'estrazione meccanica si ottiene inoltre il *panello proteico* o expeller mentre con l'estrazione chimica si ottiene la *farina*. Quest'ultima, utilizzata nell'alimentazione animale, incide sull'economia della produzione e della lavorazione dei semi oleosi. La resa in olio del processo di estrazione è

variabile, dalla colza e dal girasole si estrae circa il 36-38% in peso di olio. È ovviamente una resa media influenzata dalle modalità di estrazione e dalla specie vegetale utilizzata [r].

### **6.5.3. Processi di raffinazione dell'olio grezzo**

La raffinazione dell'olio grezzo è finalizzata alla rimozione delle sostanze estranee (proteine, gomme, resine, fosfatidi, chetoni, aldeidi) che possono essere presenti sia in sospensione che in soluzione nell'olio grezzo e che possono avere influenza negativa sulla combustione. Per ottenere l'olio raffinato si possono utilizzare due processi:

- **Depurazione:** consiste nell'eliminazione di acqua, impurità in sospensione, mucillagini (gomme);
- **Raffinazione:** mira all'ottenimento del grado qualitativo richiesto dalle diverse applicazioni alimentari o industriali [r] [n].

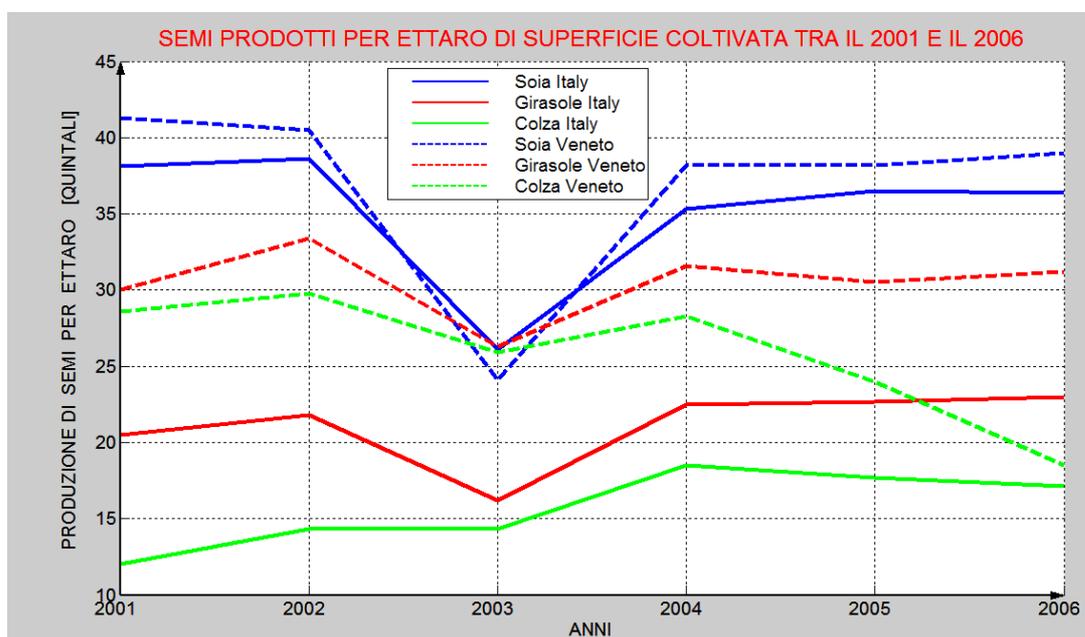
### **6.5.4. Produzioni nazionali di semi oleaginosi**

La Tabella 44 raccoglie i dati relativi alle tre principali tipologie di piante oleaginose coltivate sui terreni della regione Veneto (soia, girasole, colza) negli anni 2005-2006. In Figura 27 si confrontano le rese della regione Veneto con quelle delle coltivazioni in tutta Italia negli anni dal 2001 al 2006: per le tre colture oleaginose analizzate le rese in Veneto sono superiori rispetto alle medie nazionali. Il territorio regionale si presta quindi bene alla coltivazione di tali piante, a conferma dell'opportunità di valutare la produzione locale di biocombustibili destinati a scopi energetici. A parte un'eccezione per la soia nell'anno 2003, tutte le rese delle piante coltivate sulle superfici del Veneto risultano infatti superiori rispetto a quelle nazionali.

Coltura	Superficie totale [ha]	Produzione per ha [q]	Produzione totale [q]	Produzione raccolta [q]
<b>2005*</b>				
Soia	75.715	38,2	2.893.752	2.867.775
Girasole	2.433	30,5	74.290	73.254
Colza	148	24,0	3.551	3.523
<b>2006**</b>				
Soia	89.320	39,0	3.487.550	3.460.900
Girasole	3.080	31,2	96.110	95.996
Colza	151	18,5	2.798	2.795

\* Dati provvisori, suscettibili di successive rettifiche, riferiti al mese di Maggio 2006  
 \*\* Dati provvisori, suscettibili di successive rettifiche riferiti, al mese di Settembre 2006 aggiornati il 27 Novembre 2006

**Tabella 44: Coltivazioni di semi oleosi nel territorio della regione Veneto [iii]**



**Figura 27: Confronto fra le rese nazionali e della regione Veneto per soia, girasole e colza tra il 2001 e il 2006 [iii]**

Nella Tabella 45 sono riportati i prezzi nazionali minimi e massimi sulla piazza di Milano degli oli vegetali grezzi derivanti dai semi di girasole e di soia (sono state considerate le serie storiche relative all'ultimo giorno delle settimane centrali di ciascun mese dell'anno 2006). Si individua un prezzo massimo medio per l'olio di semi di girasole pari a circa 537 €/t, e di 527 €/t per l'olio di semi di soia.

OLIO GREZZO	10 Gennaio		14 Febbraio		14 Marzo		11 Aprile		9 Maggio		13 Giugno	
	min	max	min	max	min	max	min	max	min	max	min	max
<i>Semi di Girasole</i>	500	510	495	505	510	520	535	545	550	560	550	560
<i>Semi di Soia di delectit.*</i>	520	525	485	500	500	510	470	475	495	500	515	520
OLIO GREZZO	11 Luglio		22 Agosto		12 Settembre		10 Ottobre		14 Novembre		12 Dicembre	
	Min	max	min	max	min	max	min	max	min	max	min	max
<i>Semi di Girasole</i>	540	550	525	530	520	525	515	520	545	550	565	570
<i>Semi di Soia delectit.*</i>	540	545	540	545	525	530	525	530	555	560	580	590

(\*) Prodotti soggetti ad etichettatura ai sensi del regolamento CE n.1829 e n.1830 del 2003 sugli O.G.M

**Tabella 45: Borsa dei Cereali dell'Associazione granaria di Milano: listino prezzi degli oli di semi vegetali nelle settimane dell'anno 2006 [valori espressi in €/tonnellata] [b]**

### 6.5.5. Il mercato internazionale dell'olio di soia

A livello mondiale, i principali produttori di semi di soia, sono: Stati Uniti (con un 40% della produzione mondiale), Brasile (con un 24% della produzione mondiale), Argentina (con un 18% della produzione mondiale) e Cina (con l'8%). Tra il biennio 1994/1995 e il biennio 2004/2005, la produzione mondiale di soia è stata incrementata del 60%: mentre quella dell'Unione Europea è rimasta stabile a 2,5 Mt/anno. L'UE stessa risulta essere auto sufficiente nella produzione di olio vegetale, tuttavia, il deficit in proteina della soia porta l'UE ad essere ancora il principale importatore mondiale di farina di seme di soia e il secondo maggiore importatore di semi di soia.

I principali paesi dell'Unione Europea a far uso della soia sono l'Olanda (che nel 2004 ha registrato ben 4,6 Mt di soia importata), la Germania, la Spagna e l'Italia (con circa 1,75 Mt di soia importata).

### 6.5.6. L'olio di palma

L'olio di palma viene estratto dai frutti della palma africana ad alto fusto e si ottiene mediante la spremitura della polpa dei frutti, che dopo essere stati colpiti sono sottoposti a lavorazione, sterilizzati al vapore e aperti. Il vasto sviluppo delle industrie della palma da olio in molti paesi nei tropici è dovuto al relativo rendimento potenziale che è estremamente alto. La palma da olio dà il più alto rendimento di olio per unità di superficie in confronto a qualunque altro

raccolto e produce due oli distinti (l'olio del nocciolo della palma e l'olio di palma) entrambi importanti nel commercio mondiale.

Per 100 kg di frutti in grappolo è possibile estrarre tipicamente 22 kg di olio di palma e 1,6 kg di olio del nocciolo di palma. Con le moderne varietà ad alto rendimento si possono ottenere sino a 7.250 litri di olio di palma per ettaro all'anno. Tuttavia con 150 palme all'ettaro si estraggono in media circa 4.500 litri di olio complessivi (olio di palma e olio del nocciolo di palma) [cc][uu].

La produzione dell'olio di palma rappresenta approssimativamente il 18% della produzione globale di oli vegetali: al 2005 si sono stimate circa 32,8 milioni di tonnellate di olio di palma prodotto in tutto il mondo, con un'area di copertura da parte delle piantagioni della palma da olio di circa 11 milioni di ettari (il 40% della terraferma della Malesia risulta coltivata con tale pianta). Due terzi della produzione d'olio di palma risulta attualmente esportata: il maggior produttore ed esportatore mondiale è la Malesia, che copre circa il 46% delle forniture mondiali, seguita dall'Indonesia con il 39%.

A titolo indicativo si riportano in Figura 28 e in Figura 29 rispettivamente il prezzo medio ponderato dei principali oli vegetali negli ultimi anni e nei mesi da gennaio 2004 a dicembre 2005 nell'Europa occidentale. Si nota come l'olio vegetale caratterizzato dal minore prezzo di mercato sia, attualmente, l'olio crudo di palma. [cc][eee][kkk][uu]

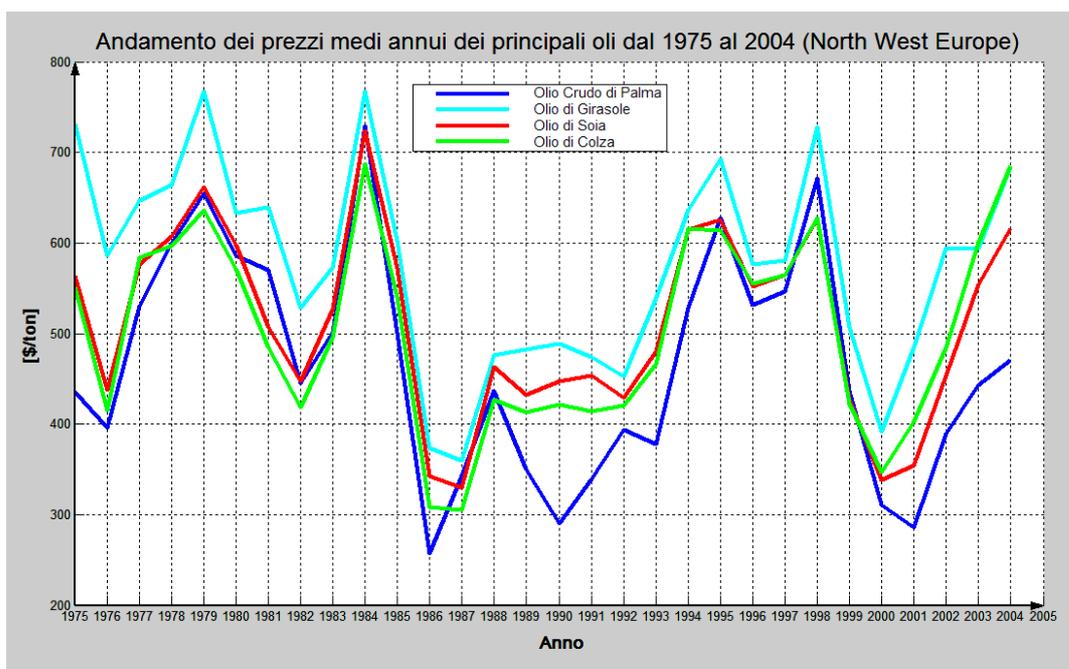
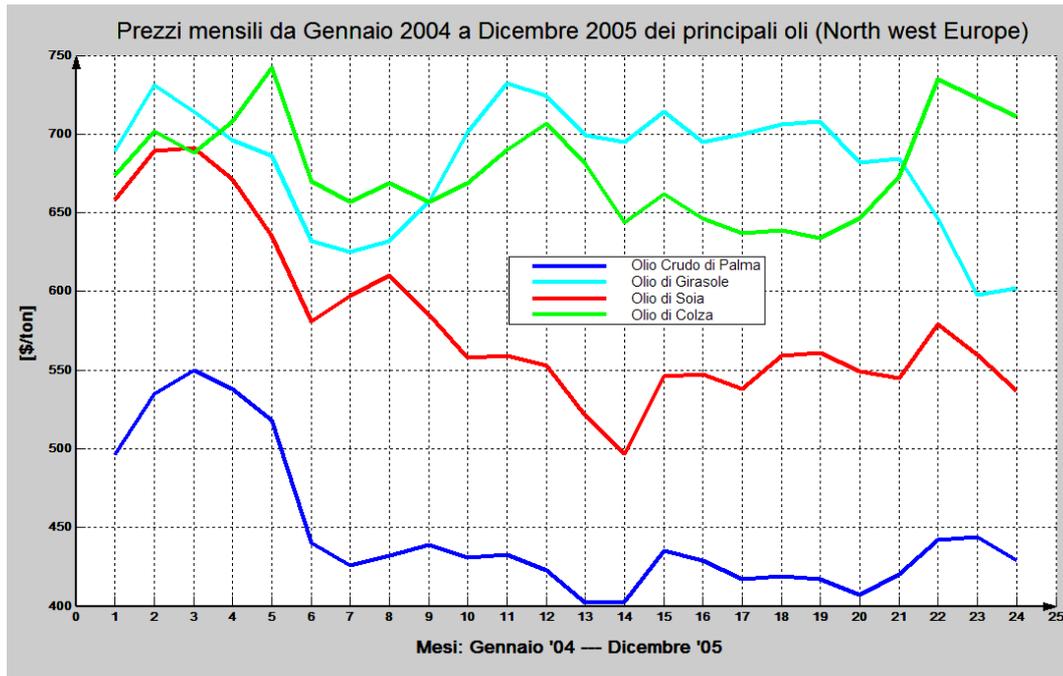


Figura 28: Prezzi medi mensili dei principali oli vegetali dal 1975 al 2004 (Europa occidentale)



**Figura 29: Prezzi medi mensili dei principali oli vegetali a partire da Gennaio 2004 sino a Dicembre 2005 con continuità (Europa occidentale)**

Con riferimento ai primi mesi del 2007 il prezzo dell'olio di palma risulta solo leggermente superiore al prezzo industriale del gasolio per riscaldamento, 0,0052 €/kcal per l'olio di palma e 0,0047 €/kcal per il gasolio per riscaldamento.

### 6.5.7. Il biodiesel

In alternativa all'utilizzo degli oli grezzi è possibile sottoporli ad un processo di raffinazione ulteriore, ottenendo un combustibile del tutto simile al gasolio fossile. Il biodiesel è una fonte di energia rinnovabile ottenuta dagli oli vegetali di colza e girasole prodotto attraverso una reazione di transesterificazione. Il prodotto finale è costituito da una miscela di alcuni (6-7) metil-esteri che non contiene zolfo e composti aromatici ma contiene ossigeno in quantità elevata (non meno del 10%) e può essere utilizzato come combustibile per autotrazione e riscaldamento, sia miscelato con gasolio che tal quale.

Il bilancio semplificato per il biodiesel di un intero processo è il seguente:

$$\text{“1000 kg di olio raffinato + 100 kg metanolo = 1000kg biodiesel + 100 kg glicerolo”}$$

Si elencano di seguito i vantaggi nell'utilizzo del biodiesel a fini energetici. Il biodiesel:

- è sicuro da maneggiare e da trasportare;

- può essere stoccato negli stessi serbatoi del diesel e pompato con gli usuali mezzi tranne che nelle giornate fredde, durante le quali bisogna usare riscaldatori dei serbatoi o agitatori;
- è completamente miscibile col diesel e ciò lo rende un additivo molto flessibile;
- essendo un prodotto ossigenato, migliora il completamento della combustione;
- è biodegradabile, cioè se disperso si dissolve nell'arco di pochi giorni, mentre gli scarti dei consueti carburanti permangono molto a lungo;
- riduce le emissioni di monossido di carbonio e di idrocarburi incombusti emessi nell'atmosfera proporzionalmente alla sua concentrazione nelle miscele;
- non contribuisce all'effetto serra poiché restituisce all'aria solo la quantità di anidride carbonica utilizzata da colza, soia e girasole durante la loro crescita;
- non contiene sostanze pericolose per la salute quali gli idrocarburi aromatici (benzene, toluene ed omologhi) o policiclici aromatici;
- giova al motore grazie ad un superiore potere detergente che previene le incrostazioni;
- non presenta pericoli, come l'autocombustione, durante la fase di trasporto e di stoccaggio;

Esistono tuttavia anche dei problemi legati all'impiego del biodiesel:

- l'emissione di ossidi di azoto (NOx) maggiore rispetto al diesel fossile;
- le prestazioni dei motori che utilizzano biodiesel puro, ridotte dell'8-15% rispetto al diesel tradizionale, a causa dei diversi contenuti energetici;
- l'elevato contenuto di esteri (più del 30%) causa inconvenienti quando entra in contatto con determinati composti plastici che normalmente costituiscono le guarnizioni degli iniettori, delle pompe, ecc.

### **6.5.8. Impiego energetico dell'olio vegetale**

In linea generale gli oli, rispetto ai metilesteri, risultano interessanti per i minori costi di produzione, il migliore bilancio energetico e la facilità di produzione. L'olio grezzo può essere utilizzato in impianti di media grossa taglia con motori diesel di derivazione navale o turbine a gas per la produzione di calore e elettricità. Limitando l'analisi al contesto europeo, l'olio vegetale (e anche le sue miscele con il gasolio), potrebbe costituire un'alternativa interessante per utenze energetiche medio/grandi o per macchine termiche particolarmente semplici, come i bruciatori per oli densi. Le tipologie di applicazione dell'olio vegetale sono riportate in Tabella 46.

Applicazione	Descrizione
<b>Generatori di energia termica</b>	<p>Gli oli potrebbero essere utilizzati anche con bruciatori convenzionali in sostituzione del gasolio industriale o per riscaldamento. Questo tipo di soluzione si pone interessante per i motivi seguenti:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1) il prezzo del combustibile fossile sostituito è frequentemente molto simile a quello del gasolio da autotrazione, quindi soggetto all'applicazione di accise elevate;</li> <li>2) l'utilizzazione dell'olio in caldaia richiede l'organizzazione di una filiera agro-energetica molto semplice e che può chiudersi direttamente in ambito rurale, dove produttori di combustibile e utilizzatori possono essere molto vicini tra loro (o addirittura coincidere);</li> <li>3) le eventuali modifiche dei bruciatori o gli interventi di manutenzione sugli impianti termici sono meno impegnativi di quelli richiesti dai motori.</li> </ol>
<b>Motori</b>	<p>Al giorno d'oggi è maggiormente sviluppato l'utilizzo degli esteri dell'olio vegetale piuttosto che l'utilizzo dell'olio tal quale e ciò sostanzialmente per due ragioni: minori problemi di utilizzo (maggiore flessibilità) e elevato valore del combustibile. L'elevata viscosità dell'olio vegetale è sicuramente un problema importante poiché causa una combustione incompleta dovuta all'incapacità degli iniettori di atomizzare l'olio grezzo. Le caratteristiche del motore non sono quindi costanti e nel lungo periodo i componenti più utilizzati sono gli iniettori, le valvole e le fasce elastiche. Si formano normalmente depositi di carbone nella camera di combustione e l'olio lubrificante si contamina facilmente. In conclusione l'olio vegetale grezzo può essere utilizzato nei motori sia puro che in miscela con gasolio, ma obbliga ad eseguire alcune modifiche meccaniche e tecniche a causa della sua elevata viscosità.</p>

Tabella 46: Tipologie di impiego dell'olio vegetale [r]

### 6.5.9. Normativa tecnica relativa agli oli vegetali utilizzati come combustibile

I motoristi, a seguito di sperimentazioni e prove funzionali hanno accettato l'utilizzo dei biocombustibili nei propri motori diesel, stabilendo le caratteristiche di riferimento che l'olio grezzo di origine vegetale deve rispettare per un corretto ed affidabile funzionamento delle proprie macchine. In Tabella 47 si riportano le specifiche chimico-fisiche del biocombustibile olio vegetale richieste dai principali motoristi.

Caratteristica	Valore	Metodo test
<i>Viscosità max a 40°C</i>	100 cSt	ISO 3104
<i>Viscosità min</i>	2 cSt	ISO 3104
<i>Viscosità all'iniezione max</i>	24 cSt	ISO 3104
<i>Densità max a 15°C</i>	991 kg/mc	ISO 3675
<i>Zolfo max</i>	0,05 %massa	ISO 8754
<i>Sedimento totale max</i>	0,05 %massa	ISO 10307-1
<i>Acqua max</i>	0,2 %volume	ISO 3733
<i>Residui microcarboniosi max</i>	0,3 %massa	ISO 10370
<i>Ceneri max</i>	0,05 %massa	ISO 6245
<i>Fosforo max</i>	100 mg/kg	ISO 10478
<i>Silicio max</i>	10 mg/kg	ISO 10478
<i>Calcio max</i>	50 mg/kg	ISO 10478
<i>Punto d'infiammabilità min</i>	60°C	ISO 2719
<i>Pour point max</i>	(*)	ISO 3016
<i>Cloud point max</i>	(*)	ISO 3015
<i>Numero di acidità max</i>	5,0 mgKOH/g	ASTM D664
<i>Numero di acidi forti max</i>	0,0 mgKOH/g	ASTM D664
<i>Numero di iodio max</i>	140	ISO 3961

(\*) devono essere almeno 10°C inferiori alla temperatura di iniezione del combustibile

Tabella 47: Specifiche tecniche dell'olio grezzo di origine vegetale

### 6.5.10. Considerazioni applicative sulla combustione di oli vegetali

L'olio vegetale rientra nella definizione di biomassa che può provenire da due tipi di colture:

- “*colture non dedicate*”, quindi biomassa qualificabile come “materiale vegetale ottenuto da lavorazione esclusivamente meccanica di prodotti agricoli” (DLgs 152/06) e cioè di frutti o semi di piante oleaginose (per esempio l'olio crudo di palma),
- “*colture dedicate*” quali, a titolo indicativo, quelle afferenti a filiere europee possibilmente sviluppate in prossimità delle centrali (esempio l'olio di colza, soia, girasole), quindi biomasse ascrivibili alla categoria di “materiale vegetale prodotto da colture dedicate”.

L'olio vegetale può essere utilizzato sia per la produzione di energia termica, sia per la produzione di energia elettrica. Attualmente si utilizza una miscela tra olio proveniente da colture non dedicate (per esempio olio crudo di palma proveniente principalmente da Malesia e Indonesia) e quello proveniente da colture dedicate in ambito locale. Si riportano in Tabella 48 i costi di realizzazione e le efficienze medie degli impianti ad olio vegetale al variare della taglia.

Taglia dell'impianto di produzione		1 MWe	3 MWe	8 MWe	55 MWe
<b>Costo iniziale (€2007)</b>	<b>[€/kWe]<sup>(*)</sup></b>	1.900	1.600	1.400	1.000
<b>Costo di conduzione e manutenzione</b>	<b>[€/MWe]<sup>(**)</sup></b>	25	21	19	14
<b>Rendimento elettrico netto</b>	<b>[%]</b>	38-39	40-41	43-44	46-47
<b>Costo del combustibile</b>	<b>[€/MWe]</b>	118	112	105	98
<b>Costo totale</b>	<b>[€/MWe]</b>	<b>172</b>	<b>157</b>	<b>145</b>	<b>127</b>
(*) IVA esclusa (**) Vita utile impianto: 15 anni. Operatività annua: 7.500 ore. WACC: 7%. Combustibile: olio di palma, costo €450/t					

**Tabella 48: Costi di realizzazione ed efficienze medie di impianti ad olio vegetale per la produzione elettrica**

Le economie di scala legate ai costi di manutenzione e i migliori rendimenti che si hanno per impianti di taglie maggiori rendono economicamente sostenibili taglie delle centrali a olio

vegetale superiori a 50 MWe. Negli ultimi anni i rendimenti per la produzione elettrica dagli oli vegetali sono cresciuti in modo significativo grazie alla diffusione per usi stazionari dei motori diesel di derivazione marina. Oggi tali impianti sono diffusi su scala commerciale con prezzi interessanti e buone affidabilità. Per la sostenibilità economica di tali tipi di impianto è importante poter disporre di combustibile a basso costo. Il modo più efficace per conciliare l'inserimento nella filiera locale e il contenimento dei costi è il ricorso a miscele tra olio di importazione e di produzione locale, in rapporto variabile, ma comunque prevalentemente di importazione. Le quantità di olio necessario per alimentare un impianto da 55 MW, costituito da 3 motori della potenza di 17 MWe, sono dell'ordine di 90.000 tonnellate all'anno, una quantità che si faticerebbe a trovare su scala locale. Sarebbero necessari infatti 90.000 ettari circa (il doppio tenendo conto della rotazione delle colture) di colture dedicate di piante oleaginose nazionali. Nel 2006 la totale superficie destinata alla coltivazione di soia, girasole e colza nel Veneto risultava stimabile rispettivamente a 89.320 ha, 3.080 ha e 151 ha, insufficiente quindi ad "alimentare" una centrale virtuale ad olio vegetale da 55 MWe.

Qualora si volesse impiegare solo il 5% delle 90.000 ton<sub>[olio]</sub>/anno da coltura dedicata (soia, colza, girasole), sarebbero necessarie circa 4.500 ton di olio vegetale, corrispondenti a circa 4.000-4.500 ettari, una superficie già importante. Per raggiungere le dimensioni di scala minime che giustifichino il rischio dell'investimento e in considerazione delle quantità di olio reperibili da filiere locali, si ritiene indispensabile il ricorso ad olio vegetale di importazione.

### 6.5.11. Esempio applicativo della combustione di olio vegetale grezzo

Si riportano di seguito i dati relativi allo studio di fattibilità di una centrale termoelettrica funzionante a olio di palma. Si ipotizza un rapporto tra debito e capitale proprio pari a 80/20.

<b>Taglia impianto</b>	7,64 MWe
<b>Ore di funzionamento</b>	7.650 ore/anno
<b>Produzione elettrica netta</b>	58.448kWh/anno
<b>Combustibile utilizzato</b>	Olio di palma
<b>Quantità combustibile</b>	12.645 t/anno
<b>Prezzo combustibile</b>	€450/t
<b>Costo impianto</b>	€10.335.000
<b>Durata di vita impianto</b>	12 anni
<b>Costi amministrativi e di manutenzione annui</b>	€1.138.283
<b>Costo annuo combustibile*</b>	€ 6.854.833
<b>Costo medio pesato del capitale</b>	7%
<b>Tempo di ritorno attualizzato dell'investimento</b>	3,56 anni
<b>Prezzo totale cessione energia elettrica</b>	€190/MWh
<b>Tasso Interno di Rendimento</b>	18,43%
<b>Valore Attuale Netto</b>	€ 4.691.527
*incluso consumo marginale di olio combustibile di origine fossile	

## 6.6. Geotermia

Il termine "geotermia" deriva dal greco "geos"="terra" e "thermòs"="calore" ed il significato letterale è "calore della Terra". Per energia geotermica si intende quella contenuta, sotto forma di "calore", al suo interno che si dissipa con regolarità verso la superficie della terra. Al di sotto dei 10-15 metri di profondità la temperatura del sottosuolo rimane costante tutto l'anno e aumenta con la profondità grazie al flusso di calore geotermico. Nella maggior parte delle aree terrestri, le rocce hanno una temperatura di circa 25-30°C a 500 m di profondità, e di 35-45°C a 1000 m. In alcune zone le temperature possono raggiungere e superare i 200°C.

Esistono varie tipologie di sistemi geotermici. Inizialmente si consideravano solo quelli *idrotermali*, con un serbatoio in cui il calore si propaga per convezione a seguito dei moti convettivi dei fluidi contenuti e che possono essere ad acqua dominante (con contenuto energetico inferiore) o a vapore dominante (con contenuto energetico molto elevato). Tuttavia esistono in natura altre situazioni geologiche in cui è presente calore in quantità potenzialmente utilizzabile. Si fa riferimento ai sistemi *geopressurizzati*, i quali non hanno alcuna comunicazione con la superficie e in cui il calore si propaga per conduzione; oppure ai sistemi geotermici *in rocce calde e secche*, che non contengono in origine neanche il fluido, ma che possono essere artificialmente fratturate dando luogo ad un serbatoio geotermico artificiale. Nei *sistemi magmatici*, infine, si sfrutta l'idea di estrarre energia da magmi a profondità accessibile ai mezzi di perforazione. Per sistema geotermico, quindi, si intende "qualunque risorsa sotterranea con la quale si possa scambiare calore". I sistemi idrotermali sono finora gli unici ad essere sfruttati a livello industriale per la produzione di energia elettrica. Gli altri tre tipi sono in fase di studio o di sperimentazione più o meno avanzata.

A seconda delle temperature raggiunte dalle perforazioni, gli utilizzi del calore geotermico possono essere diversi: dalla balneoterapia, all'utilizzo in agricoltura (serre) o piscicoltura, al riscaldamento di edifici mediante perforazioni associate a pompe di calore, alla produzione di energia elettrica. Mentre la produzione di elettricità è la forma di utilizzazione più importante delle risorse geotermiche ad alta temperatura (>150°C), le risorse a temperatura medio-bassa (<150°C) sono adatte a molti tipi di impiego. Esistono quindi due "geotermie": quella classica, relativa allo sfruttamento di anomalie geologiche o vulcanologiche e quella a "bassa entalpia", relativa allo sfruttamento del sottosuolo come serbatoio termico dal quale estrarre calore durante la stagione invernale ed al quale cederne durante la stagione estiva. Il primo tipo di geotermia, riguarda la produzione di energia elettrica (vd Lardarello) e le acque termali

utilizzate a fini di riscaldamento. La geotermia a bassa entalpia, è quella "geotermia" con la quale qualsiasi edificio, in qualsiasi luogo della terra, può riscaldarsi e raffrescarsi senza usare la classica caldaia d'inverno ed il gruppo frigo d'estate. Il sistema è applicabile in qualsiasi tipo di sottosuolo, ed in qualsiasi regione d'Italia. In realtà, l'unico limite della tecnologia risiede nel fatto che è economicamente appetibile solo in presenza di "terminali a bassa temperatura", ovvero pavimenti riscaldanti o radiatori a bassa temperatura. Tra le numerose tecniche che possono essere utilizzate per trarre profitto da questa fonte di calore pressoché infinita, quella più diffusa, soprattutto in nordeuropa e nordamerica, è l'impiego di pompe di calore accoppiate al terreno, che possono operare anche reversibilmente. La stessa sorgente termica invernale può essere utilizzata come serbatoio termico estivo. Con lo stesso impianto di sonde geotermiche è possibile non solo riscaldare un edificio, ma anche raffreddarlo, sfruttando il freddo del sottosuolo, tramite una particolare tecnica chiamata "geocooling". In questa sede, per completezza, verranno brevemente descritti gli altri utilizzi della geotermia, per soffermarsi invece maggiormente sulla tecnologia delle pompe di calore senza presenza di acqua di falda termale. Si tratta infatti della tecnologia che potrebbe essere sfruttata più facilmente nel territorio della provincia di Padova e di una risorsa la cui disponibilità è potenzialmente infinita.

### **6.6.1. Applicazioni del calore geotermico**

Gli impieghi non elettrici dei fluidi geotermici, particolarmente delle acque calde, che abbiano oppure no finalità energetica, possono essere raggruppati nelle seguenti categorie d'utilizzo:

1. *Usi balneotermali;*
2. *Usi agricoli, zootecnici e di acquacoltura;*
3. *Teleriscaldamento*
4. *Usi industriali*
5. *Riscaldamento di luoghi abitati ed altri usi civili;*

I fluidi che si usano in queste applicazioni sono acque calde a pressione atmosferica sotto i 100°C. Più raramente s'impiegano miscele d'acqua e vapore a temperature superiori. E' questo il settore della geotermia definito a bassa energia, o a bassa entalpia. Gli utilizzi di maggiore interesse per la zona di Padova sono quelli balneotermali, quelli agricoli, zootecnici e di acquacoltura e quelli per il riscaldamento di luoghi abitati ed altri usi civili. In base ai dati relativi alle temperature del sottosuolo attualmente disponibili sul territorio provinciale, le prospettive di utilizzo della risorsa geotermica sono principalmente indirizzate al

riscaldamento di edifici mediante sonde geotermiche accoppiate a pompe di calore. Quest'ultima tecnologia è preferibile per il basso impatto ambientale (il circuito è chiuso e non viene rilasciata acqua in falda con rischio di contaminazione) e per i costi quasi nulli di gestione ammortizzabili talvolta in pochi anni dall'installazione dell'impianto.

### ***1. Usi balneotermali***

I bagni termali sono sicuramente la forma più antica di sfruttamento dell'energia geotermica. Inizialmente, si sfruttavano le sorgenti d'acqua calda che arrivavano in superficie, in seguito non si è tardato ad aumentare le portate e le temperature, costruendo pozzi. Le perforazioni geotermiche profonde permettono di pompare l'acqua termale in superficie e di sfruttarla per diversi fini di riscaldamento, secondo il principio d'utilizzo a "cascata". Una perforazione di produzione apporta acqua termale calda in superficie tramite una pompa immersa; uno scambiatore di calore così come una pompa di calore a valle permettono d'ottenere la temperatura di riscaldamento desiderata. Il circuito di riscaldamento alimenta il consumatore tramite un condotto di riscaldamento a distanza. L'acqua raffreddata è restituita all'acquifero tramite un pozzo d'iniezione.

### ***2. Usi agricoli, zootecnici e di acquacoltura***

L'uso dei fluidi a bassa temperatura (sotto i 100 °C ) per scopi agricoli è uno dei più noti e diffusi. Gli impieghi principali sono quelli connessi con la coltivazione dei vegetali e l'allevamento di animali e pesci.

I fluidi geotermici trovano conveniente applicazione nel riscaldamento del suolo all'aperto e delle *serre*. Riscaldando il terreno con acqua calda, sul suolo a cielo aperto si crea un microclima favorevole allo sviluppo delle piante. Nel caso delle serre, le acque calde naturali sono integrative anche della sola radiazione solare, oltre che dei combustibili tradizionali. In uno schema di serra geotermica l'acqua calda circola in tubi di polietilene sepolti per il riscaldamento del suolo ed attraverso aeratori per il riscaldamento dell'aria. I tubi nel terreno possono essere connessi in serie, con la possibilità di avere temperature differenti in diverse parti del suolo, oppure in parallelo ed in tal caso si ha la stessa temperatura ovunque. Le pareti delle serre possono essere fatte di vetro, fibre di vetro, pannelli di plastica rigida, teli di plastica. L'uso dell'energia geotermica per il riscaldamento delle serre può ridurre significativamente i costi operativi, che in alcuni casi rappresentano il 35% del costo dei prodotti (verdure, fiori, piante da appartamento, piantine da sviluppo). A Padova ad esempio, vi è il complesso di serre di Galzignano dove un pozzo artesiano a 65 °C e profondo 320 m,

con una portata di 15 l/s, viene utilizzato nel riscaldamento di 20.000 m<sup>2</sup> impiegati nella coltivazione di piante ornamentali.

Gli animali da fattoria e le specie acquatiche, come anche i vegetali, possono migliorare in qualità e quantità se sono cresciuti in ambienti a temperatura controllata. In molti casi le acque geotermiche possono essere sfruttate convenientemente combinando l'allevamento di animali con il riscaldamento di serre. L'energia richiesta per *riscaldare un impianto di allevamento* è circa il 50% di quella necessaria ad una serra della stessa superficie, rendendo possibile la costruzione di un sistema a cascata. L'allevamento a temperatura controllata migliora le condizioni sanitarie degli animali; inoltre, i fluidi caldi possono essere utilizzati per pulire, sterilizzare e deumidificare gli ambienti e per trattare i rifiuti.

Se il contenuto salino lo permette, l'acqua geotermica può venire utilizzata direttamente per la *piscicoltura* e la produzione di alghe ad elevato contenuto proteico. In caso contrario si possono utilizzare i fluidi geotermici per scaldare con scambiatori di calore acque dolci o marine che alimenteranno le vasche.

### **3. Teleriscaldamento**

Il teleriscaldamento è uno dei modi più interessanti per usare direttamente i fluidi geotermici a bassa e media temperatura (80 - 100 °C). Il fluido geotermico si usa per scaldare direttamente, tramite degli scambiatori di calore, l'acqua circolante nei corpi scaldanti (radiatori, termoconvettori o pannelli radianti) dell'impianto di riscaldamento delle abitazioni. I locali necessari per una centrale di teleriscaldamento geotermico sono contenuti nei volumi e possono essere mimetizzati in ambito cittadino, anche perché nel sistema non sono coinvolti combustibili e il fluido utilizzato non ha temperature tali da creare pressioni pericolose. Il progetto più grande realizzato nel nostro Paese è il riscaldamento geotermico di 14.000 appartamenti su 36.000 del centro storico di Ferrara utilizzando acqua calda a 102 °C rinvenuta a 4 km dalla città a 1.300 metri di profondità, in un pozzo perforato anni or sono dall'AGIP per la ricerca petrolifera. Estruendo 250 m<sup>3</sup>/h di acqua, si risparmiano circa 12.000 tep/anno. L'acqua viene poi reiniettata in profondità. Oltre al risparmio di combustibile fossile, sono ben avvertibili i benefici del teleriscaldamento per il minore inquinamento dell'aria, vantaggio notevole in città.

#### **4. Usi industriali**

Tutto l'intervallo di temperatura dei fluidi geotermici, vapore o acqua, può essere sfruttato in usi industriali.

#### **5. Riscaldamento/climatizzazione di luoghi abitati ed altri usi civili**

Contrariamente all'agricoltura dove si sfrutta il calore a bassa temperatura, per il riscaldamento di luoghi abitati sono necessarie temperature minime dell'acqua di almeno 70 °C. Se però si dispone di pozzi poco profondi (e quindi meno costosi) e di forti portate, può essere conveniente utilizzare acque anche a 50–60 °C. Lo schema d'utilizzazione più semplice è quello in cui si ha un uso diretto dei fluidi geotermici, se questi non contengono sostanze aggressive per i materiali e comunque se la salinità è in generale bassa (2 – 3 g/l). Oltre questi valori conviene servirsi di scambiatori di calore. Se la temperatura dell'acqua termale è bassa (50 – 60 °C) risulta invece essere conveniente l'uso di pompe di calore per aumentare la temperatura del fluido.

Grazie alle sue favorevoli proprietà fisiche, il sottosuolo (rocce e acque sotterranee) può essere utilizzato quale sorgente fredda per una pompa di calore, ma anche quale luogo per lo stoccaggio stagionale di calore e di freddo. Il *raffreddamento di ambienti* è realizzabile quando *impianti ad assorbimento* possono essere adattati al funzionamento con i fluidi geotermici disponibili. Questi impianti dispongono di una tecnologia ben conosciuta e sono reperibili sul mercato senza difficoltà. Funzionano seguendo un ciclo che utilizza il calore invece dell'elettricità come sorgente di energia. Il raffreddamento è ottenuto utilizzando due fluidi: un refrigerante, che circola, evapora (assorbendo calore) e condensa (cedendo calore), e un fluido secondario o assorbente. Per usi sopra 0°C (soprattutto condizionamento di ambienti e processi industriali), il ciclo usa bromuro di litio come assorbente ed acqua come refrigerante. Per usi sotto 0°C, si adotta un ciclo ammoniaca/acqua, con l'ammoniaca come refrigerante e l'acqua come assorbente. I fluidi geotermici possono fornire l'energia termica necessaria al funzionamento di questi impianti, il cui rendimento, però, diminuisce con temperature dei fluidi sotto 105°C.

#### **6.6.2. Le tecnologie di utilizzo termico del terreno come fonte di calore a temperatura costante**

Di seguito si descrivono brevemente alcune tra le più diffuse tecnologie per lo sfruttamento del terreno come fonte di calore.

1. *Le sonde geotermiche e le pompe di calore*
2. *I pali energetici*
3. *Sfruttamento diretto della falda freatica*
4. *Sfruttamento degli acquiferi profondi e progetti DHM*

Si cita per per completezza anche la tecnologia Deep Heat Mining (DHM). Non esistono tuttavia attualmente perforazioni così profonde per poter valutare la possibilità di applicazione di questa nuova tecnologia nella zona Padova. Le temperature e le condizioni geologiche della Provincia di Padova fanno ritenere possibili realizzazioni basate sulle tecnologie che utilizzano l'energia geotermica per la produzione di calore

### ***1. Le sonde geotermiche***

Le sonde geotermiche utilizzano la risorsa geotermica di scarsa profondità e bassa temperatura (lo sfruttamento della risorsa è conveniente già a partire da 12°C). Oltre i 10 metri di profondità la temperatura del sottosuolo è costante e non dipende più dalle escursioni termiche giornaliere nè stagionali. Le sonde geotermiche verticali (SGV) sono degli scambiatori di calore installati in perforazioni, in prossimità dell'edificio da riscaldare, che vanno dai 50 fino ai 400 metri di profondità. Un fluido termoconduttore è pompato in un circuito chiuso all'interno di uno o due tubi di polietilene a forma di U; lo spazio vuoto è riempito con una miscela di bentonite e cemento che assicura un buon contatto termico tra i tubi e la parete della perforazione. Le perforazioni, realizzate in prossimità dell'edificio da scaldare, hanno un diametro di 10-15 cm ed al termine dei lavori, non rimane nulla di visibile in superficie. Le SGV possono essere installate in quasi tutti i tipi di formazioni rocciose: il numero e la profondità delle perforazioni sono determinati in base al volume dei locali da scaldare ed al tipo di terreno. Il fluido circolante nelle condotte recupera il calore dal terreno e fornisce l'energia geotermica ad una pompa di calore (PAC), dimensionata secondo la potenza di riscaldamento necessaria, che permette di innalzare la temperatura al livello desiderato (circa 35°). La pompa di calore è una macchina termica in grado di trasferire il calore da un corpo più freddo ad uno più caldo, innalzandone la temperatura; essa estrae calore da una sorgente a bassa temperatura, sorgente fredda, con dispendio di energia esterna che può essere di natura elettrica e meccanica. Grazie alla pressoché costanza della temperatura nel sottosuolo, in inverno la sonda geotermica preleva calore da utilizzare per il riscaldamento dei locali, mentre in estate la pompa di calore sottrae calore dall'abitazione disperdendolo nel sottosuolo.

Le SGV sono usate per fornire riscaldamento a ville familiari, immobili o piccoli quartieri residenziali. Il riscaldamento è fornito alle abitazioni attraverso pavimenti riscaldanti o radiatori a bassa temperatura e l'installazione permette di avere acqua calda sanitaria ad una temperatura di 60°. Si tratta di una tecnologia matura e in Svizzera, oggi, si trovano più di 30'000 sonde di questo tipo. Le sonde geotermiche possono essere a circuito chiuso o aperto, tuttavia con circuito aperto in falde acquifere possono verificarsi contaminazioni biologiche anche pericolose, pertanto sono da sconsigliare.

Una variante di questa tecnologia sono i fasci di tubi (sonde orizzontali, con tubazioni dritte o sonde a spirale), che, interrati orizzontalmente fino ad una profondità massima di 3 m, sottraggono calore al suolo. Il loro metodo di funzionamento è quasi identico a quello delle sonde geotermiche verticali, ma è meno utilizzato richiedendo maggior spazio e sviluppo delle sonde.

## ***2. I pali energetici***

I pali energetici sono delle geostrutture (principalmente pali) in calcestruzzo o calcestruzzo armato dalla duplice funzione: fungere da fondamenta ed, equipaggiate con scambiatori di calore, fornire calore all'edificio che sostengono. All'interno dei pali sono installati dei tubi in polietilene ad U (due o più a seconda del diametro del palo da 0,4 a 1,5 m). Un fluido portatore di calore circola nel circuito chiuso tra i pali e la pompa di calore.

I pali energetici funzionano secondo un ciclo annuale, con un'estrazione di calore dal terreno durante la stagione di riscaldamento ed un'estrazione di freddo durante il periodo di climatizzazione.

## ***3. Sfruttamento diretto della falda freatica***

Nel territorio padovano la temperatura delle acque sotterranee superficiali presenta, al disotto dei 20-30 metri di profondità, delle temperature costanti superiori ai 12° C con picchi in alcune zone di circa 30°. Lo sfruttamento della falda freatica è possibile attraverso pozzi unici o multipli (pozzi di produzione e d'iniezione) e richiede una concessione dal Servizio Regionale Acque. Dopo aver estratto l'acqua sotterranea attraverso l'emungimento di un pozzo, una pompa di calore trattiene la sua energia e fornisce una temperatura sufficiente per il riscaldamento delle abitazioni. Una volta raffreddata, l'acqua viene reimpressa in falda mediante un secondo pozzo o, in alternativa, iniettata nella rete comunale d'approvvigionamento idrico. Tale sistema, se per un verso presenta un'evidente semplicità di realizzazione e di utilizzo della risorsa, d'altra parte comporta una serie di problemi relativi

al depauperamento della falda (se l'acqua emunta non viene reimpressa) e possibili fenomeni di contaminazione della stessa (se il circuito d'iniezione non è totalmente chiuso).

#### ***4. Sfruttamento degli acquiferi profondi e tecnologia DHM***

Le falde d'acqua sotterranee profonde sono sfruttate con perforazioni da 400 a 2000 m per il riscaldamento anche di interi quartieri come nel caso di Ferrara, dove è disponibile una risorsa geotermica di circa 100°C alla profondità di 1,1 km.

La tecnologia DHM, infine, è una nuova tecnologia che consiste nell'immettere acqua fredda in profondità e recuperarla, sotto forma di vapore, per azionare turbine recuperando anche calore da sfruttare con teleriscaldamento. Tale tecnologia si basa sul principio di creare uno scambiatore di calore in un massiccio di rocce fessurate al fine di farvi circolare dell'acqua per riscaldarla. Si tratta tuttavia di una tecnologia non ancora sfruttata su scala commerciale.

### 6.6.3. Normativa di riferimento

Decreto	GU	Descrizione
<b>Legge 9 dicembre 1986, n.896</b> Recante disciplina della ricerca e della coltivazione delle risorse geotermiche	<i>Gazzetta Ufficiale</i> n. 298, 24 dicembre 1986 Suppl. Ordinario	Disciplina la produzione industriale dei fluidi geotermici a fini energetici. Individua le risorse geotermiche di interesse nazionale e le piccole utilizzazioni locali. Stabilisce la durata massima delle concessioni e l'ammontare dei canoni e contributi da conferire allo Stato o alle Regioni
<b>Legge 9 gennaio 1991, n.9-</b> Norme per l'attuazione del nuovo Piano energetico nazionale: aspetti istituzionali, centrali idroelettriche ed elettrodotti, idrocarburi e geotermia, autoproduzione e disposizioni fiscali (in particolare art.15)	Supplemento Ordinario <i>Gazzetta Ufficiale</i> 16 gennaio 1991, n. 13	Per la parte relativa alla ricerca e coltivazione geotermica stabilisce che il permesso di ricerca di cui all'art. 4 della L. 896/86 e la concessione di coltivazione di cui all'art. 11 della medesima legge siano subordinati all'effettuazione del ripristino dello stato originario dei luoghi a seguito di eventuale incidente o di sistemazione idrogeologica e di risanamento paesistico a seguito dei lavori. A questo scopo è richiesta la prestazione da parte degli interessati di garanzie patrimoniali reali o personali, in relazione all'entità dei lavori programmati.
<b>Legge 8 novembre 1995 n.470,</b> Modifica ed integrazione della legge 9 dicembre 1986, n. 896, concernente la disciplina e la coltivazione delle risorse geotermiche	<i>Gazzetta Ufficiale</i> n. 265, 13 novembre 1995	Modifica i contributi spettanti ai Comuni e alle Regioni ove hanno sede campi geotermici coltivati e le modalità di aggiornamento
<b>DPR 27.5.1991 n.395 -</b> Regolamento di attuazione della legge 9 dicembre 1986, n.896, recante disciplina della ricerca e della coltivazione delle risorse geotermiche.	Supplemento Ordinario <i>Gazzetta Ufficiale</i> 13 dicembre 1991 n.292	Stabilisce che ai titolari di permesso di ricerca sia concessa la coltivazione se la relativa capacità produttiva e gli altri elementi di valutazione geomineraria disponibili giustificano tecnicamente lo sviluppo del giacimento scoperto
<b>Decreto legislativo 31.3.1998 n.112 -</b> Conferimento di funzioni e compiti amministrativi dello Stato alle regioni ed agli enti locali, in attuazione del capo I della legge 15 marzo 1997 n.59	Supplemento Ordinario n. 77, <i>Gazzetta Ufficiale</i> n. 92, 21 aprile 1998	Stabilisce che le funzioni amministrative riguardanti le risorse geotermiche siano delegate alle regioni, che saranno responsabili anche degli adempimenti relativi alla valutazione di impatto ambientale dei progetti di coltivazione delle risorse geotermiche
<b>Legge regione Veneto 10 ottobre 1989 n. 40 –</b> Disciplina della ricerca, coltivazione e utilizzo delle acque minerali e termali	BUR n. 58/1989	Disciplina la ricerca, la coltivazione e l'utilizzo delle acque minerali e termali allo scopo di tutelarle e valorizzarle nel preminente interesse generale.
<b>D.P.R. 18 aprile 1994 n.485</b> Regolamento recante la disciplina dei procedimenti di rilascio di permesso di ricerca e concessione di coltivazione delle risorse geotermiche di interesse nazionale	<i>Gazzetta Ufficiale</i> n. 184, 8 agosto 1994	Regola la disciplina dei procedimenti di rilascio dei permessi di ricerca e delle concessioni di coltivazione delle risorse geotermiche di interesse nazionale

L'utilizzo a fini termici del sottosuolo tramite sonde geotermiche non richiede autorizzazioni particolari fatta salva la comunicazione al genio civile. Per lo sfruttamento di tale risorsa non sono previsti pagamenti all'ente locale (canoni di concessione etc.).

### 6.6.4. Valutazioni economiche ed esempi di applicazione della geotermia per usi termici

L'installazione di impianti geotermici richiede l'accettazione di un orizzonte temporale sufficientemente lungo per ammortizzare i costi di investimento con i minori costi di gestione rispetto alle soluzioni tradizionali. Di seguito è inserita una tabella relativa ai costi per la realizzazione di sonde geotermiche verticali ed all'installazione di pompe di calore [ddd]. Per avere una stima corretta delle spese si deve tener conto anche dell'impianto di riscaldamento a pannelli radianti e/o a pavimento che deve essere associato a questa tecnologia.

Dimensione immobile	Potenza assorbita dalla rete elettrica	Lunghezza dei pozzi geotermici	Costo dei pozzi geotermici	Costo della centrale termica	Costo totale dell'impianto	€/kW
mq utili	kW	ml	€	€	€	
80/100	1,2	80	4900	6900	11800	2458
90/100	1,7	100	5200	7450	12650	1860
110/130	2	125	6400	8100	14500	1726
130/160	3,2	160	8000	9700	17700	1416
170/200	3,7	220	10800	11000	21800	1444
200/250	4,5	270	12900	12600	25500	1378
250/300	5,5	300	13800	14300	28100	1222

Si riportano in tabella i costi e le caratteristiche di una sonda geotermica verticale (SGV) per un'abitazione familiare [ddd]:

<b>Caratteristiche della SGV</b>	
Superficie di riferimento energetico	150-200 m
Potenza massima di riscaldamento	8 kW (100%)
Potenza della SGV	5,2 kW (65%)
Potenza della pompa di calore	2,8 kW (35%)
Profondità della perforazione	110-130 m
<b>Costi di investimento della SGV</b>	
Perforazione e SGV completa	5.800-6.500
Pompa di calore	5.800-6.500
Installazione, materiale, sistema di regolazione del riscaldamento e dell'acqua calda sanitaria	3.800-4.500
<b>Totale</b>	<b>15.400-17.500</b>

*ESEMPIO: Studio di progettazione TIFS – Padova – Zona Industriale*

Superficie climatizzata:	2200mq
Tipologia edificio:	uffici, architettura moderna con molte vetrate
Potenza installata:	84kW frigoriferi, 93kW termici
Componenti dell'impianto:	<ul style="list-style-type: none"> <li>- una pompa di calore reversibile acqua-acqua</li> <li>- 16 sonde geotermiche verticali a doppio tubo a U da 100m di profondità</li> <li>- scambiatore di calore a piastre per free-cooling</li> <li>- elementi radianti integrati nelle strutture (pannelli a soffitto, pannelli a pavimento)</li> <li>- distribuzione dell'aria dal sottopavimento</li> <li>- sistema di cassette regolatrici di portata</li> <li>- sistema DDC di controllo e supervisione generale</li> <li>- centrale di trattamento aria da 7000 mc/h</li> </ul>
Costi:	<ul style="list-style-type: none"> <li>- impianto geotermico e pompa di calore: €92.000</li> <li>- impianto di ventilazione meccanica (inclusa CTA): €95.000</li> <li>- pannelli radianti e collettori: €70.000</li> <li>- impianti idrico sanitari e scarichi: €22.000</li> </ul>
<b>Costo complessivo in opera tutto incluso eccetto IVA:</b>	<b>€279.000</b>

*Esempio di installazione di pompa di calore geotermica per abitazione monofamiliare generica (150-200mq)*

La tabella che segue riporta una valutazione comparata tra i costi di investimento e di gestione di un impianto geotermico e quelli di impianti funzionanti con combustibili fossili (gasolio, gas metano) e con una pompa di calore aria-acqua. Come si vede le pompe di calore mostrano un costo totale (investimenti, costi di gestione e acquisto dell'energia) inferiore a quello delle installazioni tradizionali (caldaia a gasolio o a gas). Inoltre, si prevede che con la diffusione ulteriore di questo tipo di tecnologia si verificherà una diminuzione del costo di investimento.

	<b>Gasolio</b>	<b>Gas Naturale</b>	<b>PdC aria-acqua</b>	<b>PdC Geotermica</b>
<i>Costo Impianto (€)</i>	11.635	8.688	14.188	17.000
<i>Annuità investimento (€/anno)</i>	856	639	1.044	1.251
<i>Manutenzioni (€/anno)</i>	345	270	-	-
<i>Costi raffrescamento (€/anno)</i>	108	108	-	-
<i>Acquisto energia (€/anno)</i>	1.478	1.015	882	774
<b><i>Totale costi anui</i></b>	<b>2.787</b>	<b>2.032</b>	<b>1.926</b>	<b>2.025</b>

<b>Ipotesi</b>	
Tasso di sconto	4%
Periodo ammortamento	20 anni
Rendimento medio annuo caldaie	93%
COP PdC aria-acqua	3,5
COP PdC geotermica	4,4
Prezzo GASOLIO €/l	1
Prezzo gas naturale €/mc	0,6
Prezzo elettricità €/kWh	0,18

**Fonte: Elaborazione dati da [nnn]**

## **6.7. Le Tecnologie per l'efficienza energetica**

Tra le fonti di energia a cui possiamo ricorrere, e potremo in futuro, senza dubbio la più pulita, sicura ed economica è rappresentata dall'efficienza energetica. Rincorrere il miglioramento dell'offerta senza preoccuparsi di razionalizzare la domanda è un po' come affannarsi a riempire una bottiglia senza averne prima tappato i buchi, sia a livello privato, sia a livello di sistema.

Gli interventi volti all'*efficienza energetica* sono tutte quelle azioni di programmazione, pianificazione, progettazione e realizzazione che consentono di raggiungere l'obiettivo di ridurre il consumo di energia a parità di risultato. Senza alcuna perdita di benessere, dunque, ma solo con un migliore utilizzo dell'energia.

Perché risparmiare energia? Per ridurre i fattori di pressione sull'ambiente, per migliorare la competitività delle imprese e la loro efficienza, con investimenti che hanno ritorni certi e di lungo periodo. La scelta di adottare tecnologie che consentono di ridurre la produzione di gas climalteranti e inquinanti derivati dai processi di trasformazione dell'energia, ed al tempo stesso di acquisire benefici economici e finanziari pagando meno la bolletta elettrica e del gas, non può che essere vincente.

Nel settore elettrico la stima della possibile riduzione dei consumi può partire dal dato stimato a livello europeo dal Libro Verde europeo sull'efficienza energetica, *Fare di più con meno*, del giugno 2005 (COM(2005) 265 def) che ha portato alla Direttiva 2006/32 dell'aprile 2006. Esso stima il risparmio conseguibile nel settore energetico europeo almeno nel 20% dei consumi complessivi. Applicando pari pari tale dato all'Italia, che nel 2004 ha consumato 144 Mtep complessive nette, ciò significa che l'introduzione di misure di efficienza oggi disponibili può portare ad una riduzione di consumi di quasi 29 Mtep, che con il petrolio a 60 €/barile hanno un valore economico dell'ordine di 12,5 miliardi di Euro. All'anno! Certo, questo valore è l'asintoto superiore, raggiungibile solo nel caso in cui fossimo virtuosi in tutti i settori come sono oggi i più virtuosi consumatori europei. Ma non è un valore teorico o basato su tecnologie future: è il massimo che si possa conseguire con tecnologie commerciali e senza ridurre il nostro livello di benessere.

Ingenti risparmi sono conseguibili nel settore edilizio, sia residenziale che commerciale, nell'industria, e nei trasporti come illustrato in Tabella 49.

Settori	Consumi (Mtep 2005)	Consumi (Mtep 2020)	Potenziale di risparmio (Mtep al 2020)	Potenziale di risparmio (% al 2020)
Edilizia residenziale	280	338	91	27%
Edilizia Commerciale	157	211	63	30%
Trasporti	332	405	105	26%
Industria manifatturiera	297	382	95	25%

**Tabella 49: Stime dei risparmi energetici conseguibili negli usi finali in diversi settori (al 2020) [27]**

L'efficienza energetica può essere perseguita in più modi, sia nella trasformazione che nell'uso dell'energia; ad esempio in una centrale termoelettrica aumentando l'efficienza delle macchine, oppure, facendo in modo di prelevare (usare) energia in modo più attento, mirato e con apparecchi utilizzatori migliori. Ci si sofferma qui sull'*efficienza energetica negli usi finali*, concentrando l'attenzione sulle tecnologie per l'utilizzo finale dell'energia. Questo approccio è molto importante perché mette tutti nella condizione di poter agire per il risparmio energetico.

È importante concepire l'efficienza in campo energetico come un'opportunità per:

- contenere i costi correnti;
- sviluppare l'innovazione tecnologica;
- migliorare la sostenibilità del sistema energetico;
- migliorare la sicurezza degli approvvigionamenti energetici.

Tutte le possibili azioni per il contenimento dei costi energetici si basano su tre grandi "direzioni" indipendenti:

- la riduzione dei costi di fornitura dell'energia elettrica;
- l'incremento della qualità degli impianti;
- il miglioramento del sistema di gestione.

Relativamente alla riduzione dei costi di fornitura, il processo di liberalizzazione del mercato dell'energia offre un'importante opportunità per il contenimento dei costi energetici. Per questo il primo passo deve consistere sempre in una verifica preliminare del contratto di fornitura dell'energia elettrica e del gas, per ottenere le migliori condizioni sul mercato libero.

L'incremento di efficienza di un impianto dipende dalla qualità dell'impianto stesso, ma soprattutto dalle modalità di utilizzo, che a loro volta sono fortemente dipendenti dal grado di informazione, sensibilità ed etica nei confronti degli aspetti energetici di chi lo usa.

Alla base di qualsiasi intervento in materia di risparmio ed efficienza energetica deve quindi esserci un'informazione ed una formazione diffusa e capillare.

La metodologia di approccio alla verifica dell'ottimizzazione energetica ed economica si può schematizzare come segue:

- Analisi dello stato di fatto;
- Elaborazione di indicatori di efficienza e di consumo;
- Individuazione e definizione degli interventi di massima;
- Stima dei costi e del tempo di ritorno degli investimenti;
- Valutazione dei benefici economici ed ambientali.

Nell'ottica di operare lungo tutti gli assi della figura, vi sono oggi delle opzioni tecnologiche di grande interesse per i consumatori che meritano tutta l'attenzione di chi voglia gestire in modo razionale i propri prelievi. Alcune tecnologie sono inglobate negli apparecchi che acquistiamo, ma altre possono essere scelte consapevolmente in alternativa ad altre che possono sembrare meno costose quando si confronti il prezzo di acquisto soltanto, ma sono invece meno convenienti quando si consideri anche i costi di gestione dell'apparecchio. È il caso dei frigoriferi di classe A+ ed A++, che pur più costosi, hanno un costo attualizzato di acquisto e gestione più contenuto di quelli di classe inferiore.

Si vogliono presentare alcune tecnologie che possono portare a risparmi importanti nella spesa energetica in strutture di carattere abitativo, produttivo, industriale o artigianale

1. *Generatori di calore ad alta efficienza*
2. *Sistemi di termoregolazione e contabilizzazione del calore (TCC)*
3. *Sistemi di illuminazione ad alta efficienza*
4. *Motori ad alta efficienza*
5. *Sistemi elettronici di regolazione della frequenza in motori elettrici*
6. *Impianti di cogenerazione e reti di teleriscaldamento*
7. *Interventi sull'involucro edilizio*

### ***1. Generatori di calore ad alta efficienza***

È bene che la scelta di un generatore di calore che avvenga in base ad alcuni criteri:

- corretto dimensionamento del generatore (potenza termica) in base agli effettivi carichi termici dell'edificio (è richiesta una preventiva simulazione numerica del comportamento termico dell'edificio), evitando sovradimensionamenti che portano molti generatori a non lavorare in condizioni ottimali;
- elevato rendimento del generatore (migliore rendimento di combustione, riduzione delle dispersioni di calore in caldaia, eventuale recupero del calore contenuto nei fumi).

Il corretto dimensionamento dell'impianto termico può avvenire realizzando un sistema di caldaie in cascata, ciascuna di potenza termica pari a una data frazione della potenza massima che l'edificio può richiedere nelle peggiori condizioni. Il sistema in cascata esegue una parzializzazione del carico termico sulle diverse caldaie. Si descrive brevemente di seguito il funzionamento delle caldaie a condensazione e delle pompe di calore.

Le caldaie a maggior rendimento sono quelle *a condensazione*, con rendimenti tra il 103% e il 110. Il funzionamento delle caldaie a condensazione si basa sul principio dello sfruttamento del calore latente contenuto nei gas di scarico: un apposito sistema recupera questa energia altrimenti inutilizzabile, condensando il vapore acqueo e trasferendo il calore in esso contenuto al fluido termovettore tramite un particolare scambiatore. Quindi, rispetto alle tradizionali, le caldaie a condensazione sfruttano una percentuale maggiore dell'energia contenuta nel combustibile, il cosiddetto "Potere calorifico superiore", col risultato che il rendimento globale risulta maggiore del 100% (es. 108% contro il 90% di una caldaia tradizionale, entrambi riferiti al poter calorifico inferiore).

Il maggior rendimento, unito alla minore temperatura del fluido termovettore, comportano un minor consumo di combustibile, da cui deriva una notevole riduzione delle emissioni inquinanti e dei costi di gestione. Si noti che la quota di sfruttamento del calore di condensazione dipende dalla temperatura di ritorno del sistema di riscaldamento e dalla temperatura dei gas di scarico della caldaia. Più basse sono entrambe, tanto più alto è lo sfruttamento del calore latente e quindi anche il rendimento della caldaia a condensazione. Ne deriva che le caldaie a condensazione si rivelano molto convenienti se associate a impianti di riscaldamento funzionanti a bassa temperatura, come i pannelli radianti; diversamente, il maggior costo della caldaia non è sufficientemente compensato dai vantaggi energetici.

Rispetto ad una caldaia a gas tradizionale, una caldaia a condensazione ha un maggior costo di circa €1500, che a fronte di un maggior rendimento, e quindi di minori consumi di gas, viene recuperato in circa 9 anni, come illustrato in Tabella 50. Il Valore Attuale Netto (VAN) dell'investimento è pari a €599 (calcolato sull'ipotesi di vita utile della caldaia di 20 anni e un tasso di sconto del 4%). Questo tipo di intervento risulta ancora più interessante nella sostituzione di caldaie esistenti con rendimenti minori.

	<b>Caldaia Tradizionale</b>	<b>Caldaia a Condensazione</b>
<b>Investimento aggiuntivo (€)</b>	-	1.500
<b>Costo combustibile (€/anno)</b>	1.073	916
<b>Quota annua investimento</b>	156	916
<b>Risparmio annuo (€/anno)</b>		<b>46</b>
<b>Tempo rientro investimento (anni)</b>		<b>9,6</b>

**Tabella 50: Confronto tra una caldaia tradizionale a gas ed una caldaia a condensazione a gas**

La *pompa di calore* è un dispositivo che va a sostituire la caldaia e diversamente da essa è una macchina termica che esegue un ciclo termodinamico su un fluido, utilizzando un lavoro di tipo meccanico o chimico. La pompa di calore funziona come un frigorifero al contrario, acquisendo calore da una sorgente a bassa temperatura (aria, acqua o terreno) e cedendo calore all'ambiente da riscaldare (a temperatura maggiore della sorgente).

Il vantaggio nell'uso della pompa di calore deriva dalla sua capacità di fornire più energia (calore) di quella impiegata per il suo funzionamento in quanto estrae calore dall'ambiente esterno (aria o acqua). Una pompa di calore può essere reversibile, invertendo il ciclo termodinamico e quindi funzionando in estate come condizionatore. Una pompa di calore reversibile evita l'acquisto di due diverse macchine (una per l'inverno e una per l'estate).

Il rendimento della pompa di calore dipende dalle temperature dei fluidi con cui la macchina scambia calore.

## **2. Sistemi di termoregolazione e contabilizzazione del calore (TCC)**

Il progresso sperimentato dai controlli elettronici negli ultimi anni ha consentito di applicare logiche di controllo distribuite a sistemi complessi, con costi contenuti. Ciò si è sperimentato anche nel campo della termoregolazione degli edifici, da un lato con la contabilizzazione dell'energia, dall'altro con il controllo mirato della temperatura in ogni ambiente.

I sistemi di TCC sono installabili presso qualsiasi tipologia edilizia ed offrono i vantaggi di un sistema di riscaldamento autonomo pur mantenendo tutte le caratteristiche di sicurezza, economicità ed efficienza di un impianto centralizzato.

La *termoregolazione* può essere effettuata con una molteplicità di tecnologie, dai cronotermostati ambiente, alle valvole termostatiche applicate ai caloriferi, fino ai sensori di presenza; permette ai singoli condòmini di regolare la propria temperatura di comfort in maniera totalmente indipendente dagli altri condòmini ed anche di diversificare il confort all'interno dell'abitazione. L'erogazione del calore prodotto in centrale termica avviene così solo dove e quando serve, in modo da ottimizzare il funzionamento della caldaia evitando sprechi e situazioni non confortevoli negli appartamenti.

La *contabilizzazione* elettronica del calore misura solo il calore realmente utilizzato da ogni singolo appartamento e permette di ripartire le spese di riscaldamento tra i condòmini in base al consumo effettivo. I dati vengono registrati su apposite centraline esterne alle unità abitative, garantendo letture rapide e precise senza arrecare disturbo agli utenti. Negli impianti centralizzati queste tecnologie rappresentano il complemento naturale ai sistemi di termoregolazione poiché consentono di ripartire le spese di riscaldamento in base al consumo reale, lasciando il beneficio a coloro i quali, grazie alla termoregolazione, sono in grado di utilizzare in modo più corretto l'impianto.

Insieme, queste due tecnologie rappresentano oggi la soluzione più evoluta per garantire contemporaneamente la totale indipendenza, sicurezza ed economicità degli impianti di riscaldamento in edifici di grandi dimensioni.

### ***3. Sistemi di illuminazione ad alta efficienza***

Un recente lavoro svolto da Legambiente insieme all'Università di Padova ha mostrato come sarebbe possibile ridurre i consumi per illuminazione pubblica in Italia di circa 1,5 TWh (miliardi di kWh) se tutti i comuni capoluoghi di provincia fossero efficienti quanto il più virtuoso. Il valore economico di tale risparmio è dell'ordine di 150 milioni di euro all'anno. Una diminuzione di consumi ancor più significativa si potrebbe ottenere con l'utilizzo di lampade fluorescenti in sostituzione di quelle ad incandescenza nei settori domestico e terziario, con risparmi consistenti. Illuminare significa infatti consumare energia e quindi spendere. A seconda di quale lampada si sceglie cambiano notevolmente, oltre la qualità e la quantità di luce ottenuta, anche i consumi. Esistono diversi tipi di lampade ma esistono anche diverse necessità di illuminazione e diverse possibilità di impiego. Pertanto è bene ricordare che la scelta del tipo di lampada con maggiore convenienza economica deve essere fatta anche sulla base della qualità della luce che ciascuna tipologia di lampada è in grado di offrire in relazione alle esigenze del locale da illuminare.

Per l'illuminazione interna *domestica* le lampade ad incandescenza tradizionali sono la categoria di lampada più comune e diffusa. Appartengono alla famiglia delle lampade ad incandescenza anche le lampade alogene, che negli ultimi anni hanno avuto una rapida diffusione, e il cui successo è legato ad una maggiore durata (4000 ore contro le 1000 ore di una lampada ad incandescenza) e ad una tonalità di luce più bianca. Infine, le lampade fluorescenti tubolari compatte integrate elettroniche, che appartengono alla categoria delle lampade a scarica in gas. Queste lampade, un tempo molto costose, oggi sono disponibili anche a prezzi più contenuti e consentono in generale un consumo, a parità di illuminamento, pari a un quinto di una ad incandescenza. La tabella seguente confronta il costo totale (acquisto ed utilizzo) delle due tipologie di lampada, mostrando la indubbia convenienza ad investire nella tecnologia più nuova.

Tipologia	Costo di acquisto (€)	Potenza assorbita (W)	Durata di vita (ore)	Consumo anno (kWh)	Costo kWh (€/kWh)	Costo totale del kWh (€/anno)
Incandescenza	0,5	100	1000	100	0,18	18,5
Fluorescenza	5	20	10000	20	0,18	4,25

Nell'illuminazione artificiale di *ambienti ad uso produttivo* è importante un corretto progetto illuminotecnico, che tenga conto dei seguenti aspetti:

- compito visivo da svolgere in un dato ambiente (livelli di illuminamento da garantire)
- qualità e gradazione della luce (indice di resa cromatica della sorgente e temperatura di colore)
- efficienza energetica del corpo illuminante data dal rapporto tra luce emessa (lumen) e potenza elettrica assorbita (lampada + alimentatore + apparecchio).

L'uso di lampade a incandescenza, alogene e a vapori di mercurio ad alta pressione dovrebbe essere abbandonato a favore di lampade fluorescenti lineari (T8 o T5) con alimentazione elettronica e (per l'illuminazione comune di zone ad uso magazzino) di lampade a vapori di sodio ad alta pressione e alta resa cromatica. L'adozione di reattori elettronici in alta frequenza per le lampade fluorescenti lineari consente la riduzione di potenza assorbita dal sistema di illuminazione fino al 20%, oltre ad eliminare fenomeni di sfarfallio ad accensione o fine vita lampada e ad allungare la vita della lampada fino al 50%.

#### **4 .Motori ad alta efficienza**

In Europa circa il 65% dei consumi elettrici industriali (che sono a loro volta il 40% del totale) sono dovuti all'assorbimento di motori elettrici. Migliorare l'efficienza dei motori

significa conseguire importanti riduzioni di consumo complessive, come hanno mostrato, ad esempio, stime di ANIE (Associazione Nazionale Industrie Elettriche: Accordo Volontario CEMEP, ASDE e Confindustria) applicate al contesto italiano. Lo studio ANIE stima che circa i due terzi dei 138 TWh (miliardi di kWh) dei consumi elettrici dell'industria siano imputabili al funzionamento motori. Molti di questi non sono nella classe di efficienza migliore, anche quando funzionano per molte ore all'anno e sarebbe economicamente conveniente sostituirli.

Nei motori ad alta efficienza queste perdite sono ridotte intervenendo sui materiali o modificando alcuni elementi costruttivi. Si tenga presente che nella vita di un motore utilizzato nell'industria solo il 3% circa del costo complessivo di utilizzo è legato all'acquisto del motore, con la parte rimanente dovuta ai consumi di energia elettrica. Si comprende facilmente l'importanza di scegliere i motori con efficienza migliore, anche quando costino di più. Il miglioramento di rendimento può essere stimato cautelativamente dell'ordine del 4%. In Italia, su un consumo attuale di circa 92 TWh significa circa 3,7 TWh, equivalenti ad un valore pari a 230 milioni di euro all'anno, con tempi di ritorno dell'investimento spesso inferiori ai 3 anni. Si riporta in Figura 30 un esempio di sostituzione dei motori delle pompe di un acquedotto.

<b>165 motori di potenza unitaria &lt; 90 kW e complessiva pari a 1398 kW</b>		
investimento per rinnovo motori	<b>115.000</b>	€
risparmio in bolletta per minori perdite	<b>73.665</b>	€/anno
ricavo vendita TEE (100 €/tep)	<b>16.000</b>	€/anno
rata mutuo 5 anni 4%	<b>25.800</b>	€/anno
pay back senza TEE	<b>1,55</b>	anni
pay back con TEE	<b>1,3</b>	anni
VAN (7%)	<b>286.600</b>	€
TIR	<b>81%</b>	

**Figura 30: Esempio di sostituzione dei motori delle pompe di un acquedotto**

### **5. Sistemi elettronici di regolazione della frequenza in motori elettrici**

Un'interessante opportunità di riduzione ulteriore dei consumi nel settore dei motori è data dall'adozione di regolatori elettronici di frequenza della corrente alternata (inverter), tramite cui si ottiene una variazione della velocità di rotazione dei motori. Si parla in questi casi di motori a velocità variabile. L'efficacia di tali sistemi è riconoscibile in tutte le applicazioni ove è necessario fornire un'operazione meccanica di intensità variabile nel tempo (tipicamente in sistemi di regolazione di fluidi, sistemi per la ventilazione e il condizionamento degli ambienti, sistemi con cicli frequenti di attivazioni e disattivazioni), perché la possibilità di

regolare direttamente il numero di giri del motore evita di eseguire operazioni fisiche destinate a variare l'energia meccanica resa disponibile dal motore (che, nei momenti di minor richiesta, si traduce in dissipare parte dell'energia comunque fornita dal motore che continua a lavorare a pieno regime).

### **6. Impianti di cogenerazione e reti di teleriscaldamento**

La *cogenerazione* consiste nella produzione combinata di elettricità e calore tramite un'unica macchina: essa presenta il vantaggio di un rendimento complessivo superiore alla generazione separata dei diversi vettori energetici. La cogenerazione può essere ottenuta con sistemi di vario tipo, motori a combustione interna, turbine a gas, celle a combustibile, accoppiamento di celle fotovoltaiche e collettori solari, ed altro, ciascuno con caratteristiche diverse in termini di potenza ottenibile e flessibilità di utilizzo. I sistemi più diffusi sono basati su motori endotermici, caratterizzati da un range di potenze molto ampio e da una notevole flessibilità di utilizzo.

La disponibilità di calore vettoriato attraverso una rete di teleriscaldamento cittadino (TLR) e la possibile localizzazione di un impianto di cogenerazione può essere un elemento valido per sostituire, in particolare nei nuovi insediamenti, le singole caldaie di edificio per riscaldamento invernale e la produzione di acqua calda sanitaria (acs). La disponibilità di un vettore di calore a temperature di mandata tra i 90°C e i 110°C permette anche il ricorso a sistemi ad assorbimento per la produzione di “freddo” nel periodo estivo, evitando l'installazione di gruppi frigoriferi a compressione elettrici. Tali sistemi a rete sommano i benefici derivanti dagli alti livelli di efficienza, di sicurezza e manutenzione per la produzione “centralizzata” dell'energia, alla ottimale “flessibilità gestionale” derivante dai sistemi di regolazione e di contabilizzazione individuale nell'utenza finale.

### **7. Interventi sull'involucro edilizio**

Il recepimento della Direttiva Europea 2002/91/CE sul risparmio energetico nell'edilizia porterà in tempi rapidi all'obbligo di diagnosi e certificazione energetica degli edifici. Solo dagli edifici nuovi, ipotizzando una riduzione di consumo da 175 kWh/m<sup>2</sup> anno (dato medio attuale) ai 60 kWh/m<sup>2</sup> anno di una classe di efficienza buona, ma non ottima (la classe C di Casaclima Bolzano), con le volumetrie attese in costruzione in Italia nel 2006 si possono risparmiare circa 1,26 Mtep all'anno, che equivalgono a circa 460 milioni di Euro con un prezzo ottimista del petrolio di 50 €/barile (366 €/tep). La cosa interessante è che il costo

degli interventi per ottenere il risparmio (maggior isolamento termico del tetto, miglior tenuta degli infissi, minor conduttanza termica delle pareti, ...) porta ad una stima di costo medio dell'energia non consumata di 200 €/tep, decisamente inferiore al costo d'acquisto dell'energia ai prezzi del petrolio attuali.

Un buon isolamento delle pareti esterne, delle coperture e del basamento dell'edificio consente una riduzione del fabbisogno di riscaldamento invernale, e di raffrescamento estivo. L'isolamento può essere ottenuto introducendo materiali ad elevata resistenza

termica (polistirene, lana di roccia, kenaf, lana di legno, ecc.), di spessore non inferiore ai 5 cm in combinazione con le tradizionali componenti in calcestruzzo adoperate in strutture ad uso produttivo/industriale. Si illustrano brevemente di seguito le soluzioni di isoamento delle pareti esterne, delle coperture, del solaio sottotetto e le schermature solari sulle componenti trasparenti.

#### *Isolamento delle pareti esterne:*

Negli edifici esistenti, indipendentemente dalle modalità costruttive, le possibilità di migliorare le prestazioni termiche in modo favorevole dal punto di vista del rapporto costi/benefici sono sostanzialmente due: l'applicazione di materiale isolante o sulle superfici esterne, detto isolamento a cappotto, oppure sulle superfici interne dei vani dell'edificio, detto anche isolamento a fodera interna.

#### *Isolamento delle coperture:*

Nel caso di coperture piane a terrazzo è possibile applicare del materiale isolante al di sopra dello strato di impermeabilizzazione della copertura detto isolamento estradosso "tetto rovescio", oppure applicare materiale isolante direttamente sulla parte interna del solaio o ad una certa distanza da questo detto anche isolamento a controsoffitto interno.

#### *Isolamento del solaio sottotetto*

L'intervento consiste nella posa sulla parete superiore del solaio di uno strato di materiale isolante ed eventualmente di un ulteriore strato di materiale vario che renda praticabile il solaio per la manutenzione del tetto. La soluzione scelta, nel caso di interventi in un edificio esistente, deve essere compatibile con la portata del solaio.

#### *Schermature solari su componenti trasparenti*

Per evitare il surriscaldamento dell'ambiente da raffrescare è importante bloccare la radiazione solare prima che raggiunga l'edificio. Le finestre devono essere opportunamente protette mediante schermature che possono essere fisse o mobili. Come intervento del primo tipo si considera l'applicazione di pellicola solare su vetro esistente mentre come secondo l'applicazione di veneziane direttamente alla finestre.

### **6.7.1. Normativa e incentivi**

L'Unione Europea ha identificato l'efficienza come una delle proprie priorità in campo energetico ed ha già preso numerose iniziative per favorire il miglioramento tecnologico e il contenimento dei consumi, emanando alcune Direttive comunitarie in materia.

Lo Stato Italiano, anche al fine di ottemperare agli impegni presi in sede comunitaria, ha tradotto in legge, norme e regolamenti per l'efficienza energetica negli usi finali. Per incentivare il ricorso a tecnologie energeticamente efficienti il 24 aprile 2001 sono stati varati due decreti che definivano gli obiettivi di risparmio energetico, successivamente ridefiniti nel luglio del 2004 con l'introduzione dell'obbligo per le società di distribuzione di energia elettrica e gas di conseguire un certo risparmio di energia tramite interventi diretti o tramite l'acquisto di certificati rilasciati a chi abbia realizzato interventi di risparmio e liberamente trattati in un mercato avviato nel 2006. Il meccanismo introdotto prevede la creazione di un mercato di *titoli di efficienza energetica (TEE)*, per certi versi simile a quello dei Certificati Verdi adottato per la promozione delle fonti rinnovabili di energia nella generazione elettrica. All'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas è stato demandato il compito di redigere le linee guida volte a determinare nei dettagli il meccanismo dei decreti.

I TEE sono emessi dal Gestore del Mercato Elettrico (GME)<sup>26</sup> a favore dei distributori di elettricità e gas naturale, delle società da questi controllate e delle ESCO (Società di Servizi Energetici), al fine di certificare la riduzione dei consumi conseguita.

L'obiettivo che si propongono i decreti è quello di conseguire, alla fine del primo quinquennio di applicazione (2005-2009) un risparmio annuo di energia pari a 2,9 milioni di tonnellate equivalenti di petrolio (Mtep), valore equivalente all'incremento annuo dei consumi nazionali di energia registrato nel periodo 1999-2001.

---

<sup>26</sup> [www.mercatoelettrico.org](http://www.mercatoelettrico.org)

Il GME organizza e gestisce la sede per la contrattazione dei TEE ed ha predisposto, d'intesa con l'AEEG (delibera AEEG n. 67/05 del 14/04/2005), le regole di funzionamento del mercato dei TEE.

Nel primo anno di funzionamento, nella sessione terminata a marzo 2006 e relativa all'obbligo per il 2005, sono stati complessivamente registrati dal GME scambi per un totale di 25.186 TEE con un prezzo variabile tra 70 e 100 €/tep.

La *legge finanziaria per l'anno 2007*, e i decreti attuativi approvati nel Febbraio 2007, contengono provvedimenti di sostegno al risparmio energetico come illustrato nella tabelle seguente.

<b>Agevolazioni fiscali per la riqualificazione energetica degli edifici</b>	55% di detrazione fiscale per: <ul style="list-style-type: none"> <li>– interventi di riduzione dei consumi energetici per la climatizzazione invernale almeno del 20 % rispetto ai valori di legge per i nuovi edifici (fino a un ammontare di 100.000 euro in tre anni);</li> <li>– interventi specifici su pareti e finestre (fino ad un ammontare di 60.000 in tre anni);</li> <li>– interventi per installare pannelli solari (fino a un ammontare di 60.000 € in 3 anni);</li> <li>– sostituzione di vecchie caldaie con altre ad alta efficienza energetica (fino a un ammontare di 30.000 € in 3 anni).</li> </ul>
<b>Fondo per l'incentivazione di edifici ad altissima efficienza</b>	Per nuovi edifici con volumetria superiore a 100.000m <sup>3</sup> , contributo pari al 55% degli extra costi sostenuti per conseguire un fabbisogno energetico minore del 50% di quanto dispone l'attuale normativa
<b>Contributi per frigoriferi ad alta efficienza</b>	20% degli importi a carico del contribuente per un ammontare complessivo non superiore a €200 per ciascun apparecchio
<b>Incentivi per l'installazione di motori industriali ad alta efficienza e a velocità variabile</b>	Per l'acquisto o la sostituzione di motori funzionanti in bassa o media tensione (anche integrati in apparecchiature) con motori a elevata efficienza di potenza elettrica compresa tra 5 e 90 Kw – detrazione fiscale in un'unica rata, per una quota pari al 20% degli importi a carico del contribuente, per un ammontare complessivo (comprensivo delle spese di installazione) non superiore a 1.500 € per ciascun motore. Nel caso, invece, di acquisto o installazione di inverter su impianti con potenza elettrica compresa tra 7,5 e 90 KW, la soglia massima per la detrazione è pari a 1.500 € per intervento, in un'unica rata.
<b>Semplificazioni amministrative per i piccoli auto-produttori di energia elettrica</b>	Viene estesa agli impianti di potenza fino a 200 kW, alimentati da fonti rinnovabili o cogenerativi, il meccanismo dello "scambio sul posto" dell'energia elettrica, finora vigente per i piccolissimi impianti da fonti rinnovabili fino a 20 kW. Vengono, inoltre, semplificate le procedure fiscali e cancellate alcune imposte onerose sotto il profilo amministrativo, per un importo pari a circa 1mln di € all'anno.
<b>Agevolazioni fiscali per i commercianti che scelgono lampade fluorescenti e a vapore di sodio</b>	deduzione fiscale del 36% per i commercianti che sostituiscono gli apparecchi di illuminazione con sistemi ad alta efficienza energetica negli esercizi commerciali.
<b>IVA agevolata per forniture di energia "ecologica"</b>	La fornitura di energia termica per uso domestico tramite reti pubbliche di teleriscaldamento o nell'ambito del contratto servizio energia prevede l'Iva agevolata solo se è prodotta da fonti rinnovabili o da impianti di cogenerazione ad alto rendimento; alle forniture di energia da altre fonti, sotto qualsiasi forma, si applica l'aliquota ordinaria. La Finanziaria 2007 agevola in sostanza l'uso delle fonti rinnovabili e della cogenerazione nell'ambito dei contratti servizio energia.

La tabella che segue riassume i principali riferimenti normativi in materia di efficienza energetica.

NORMATIVA COMUNITARIA		
Riferimento normativo	Gazzetta Ufficiale Europea	Descrizione
<b>Direttiva 2002/91/CE sul rendimento energetico nell'edilizia</b>	<i>G.U.U.E.</i> n. L 001 del 04/01/2003 pag. 0065 - 0071	Istituzione di regole comuni per il calcolo e norme minime sul rendimento energetico degli edifici;; introduzione certificazione energetica; obbligo ispezione caldaie
<b>Direttiva 2004/08/CE sulla promozione della cogenerazione basata su una domanda di calore utile nel mercato interno dell'energetica e che modifica la Direttiva 92/42/CE e 2004/8/CE</b>	<i>G.U.U.E.</i> n. L 052 del 21/02/2004 pag. 0050 - 0060	Modalità di calcolo dell'elettricità prodotta da cogenerazione; regimi di sostegno per la cogenerazione; sistema di garanzie di origine per l'elettricità prodotta da cogenerazione; definizione di cogenerazione ad alta efficienza; promozione impianti di piccola cogenerazione e micro-cogenerazione
<b>Direttiva 2006/32/CE concernente l'efficienza degli usi finali dell'energia e i servizi energetici</b>	<i>G.U.U.E.</i> n. L 114 del 27 aprile 2006	Obiettivi minimi di incremento dell'efficienza da conseguire entro un periodo di 9 anni; ulteriori disposizioni volte a promuovere lo sviluppo di un mercato dei servizi energetici
NORMATIVA NAZIONALE		
Riferimento normativo	GU	Descrizione
<b>Legge 9 gennaio 1991, n.10</b> Norme per l'attuazione del Piano energetico nazionale in materia di uso razionale dell'energia, di risparmio energetico e di sviluppo delle fonti rinnovabili di energia	<i>Gazzetta Ufficiale</i> n. 13, 16 gennaio 1991	Con particolare riferimento al settore dell'edilizia, si richiamano: il Titolo II, artt. Da 25 a 37, recante "Norme per il contenimento del consumo di energia negli edifici", confluito, poi, nel capo VI della parte II del T.U. edilizia (D.P.R. 380/2001), negli artt. da 122 a 135 e i regolamenti attuativi del titolo II: tra cui D.P.R. 412/19932
<b>Decreto Legislativo 19 Agosto 2005, n. 192</b> Attuazione della Direttiva 2002/91/CE relativa al rendimento energetico nell'edilizia.	<i>Gazzetta Ufficiale</i> n. 222, 23 Settembre 2005	Norma relativa all'analisi e certificazione energetica che rimanda tuttavia la soluzione di varie problematiche a successivi decreti attuativi
<b>Decreto Legislativo 8 Febbraio 2007, n. 20</b> Attuazione della Direttiva 2004/8/CE sulla promozione della cogenerazione basata su una domanda di calore utile nel mercato interno dell'energia, nonché modifica alla Direttiva 92/42/CEE	<i>Gazzetta Ufficiale</i> n. 54 del 6 febbraio 2007	Promuove il risparmio energetico incentivando la cogenerazione ad alto rendimento anche tramite la riorganizzazione certificati bianchi. Eliminazione CV per cogenerazione abbinata a teleriscaldamento, fatti salvi i diritti acquisiti; semplificazione procedure amministrative. Introduce la possibilità di scambio sul posto anche per impianti di cogenerazione fino a 200kW
<b>Decreto legislativo 19 agosto 2005, n. 192, "Attuazione della Direttiva 2002/91/CE sul rendimento energetico in edilizia"</b> integrato con il <b>Decreto legislativo 29 dicembre 2006, n. 311, "Disposizioni correttive ed integrative al decreto legislativo 19 agosto 2005, n. 192, recante attuazione della Direttiva 2002/91/CE, relativa al rendimento energetico in edilizia"</b>	<i>Gazzetta Ufficiale</i> n. 26 del 1 febbraio 2007 - Supplemento ordinario n. 26/L	In tema di efficienza energetica degli edifici, introduce, inter alia, i seguenti obblighi: certificazione energetica nuove costruzioni; solare termico su tutti i nuovi edifici per l'acqua calda sanitaria; solare fotovoltaico su tutti i nuovi edifici per parte del fabbisogno elettrico, "protezioni solari" per le nuove costruzioni; nuovi limiti sulle trasmittanze; pianificazione solare attenta ai parametri di efficienza energetica

### 6.7.2. Il costo dell'energia conservata

Gli interventi di efficienza energetica, desiderabili per motivi ambientali e di sicurezza energetica, rimangono comunque interessanti solo quando abbiano un significato economico per chi li vada a realizzare. È interessante pertanto valutare quali interventi consentano di

conseguire un risparmio a condizioni convenienti, vale a dire con un costo dell'energia non consumata inferiore a quello dell'energia acquistata.

Si riportano di seguito alcuni esempi i interventi di efficienza energetica con la valutazione del costo dell'energia conservata (CEC) a seguito degli interventi proposti. Il CEC rappresenta proprio il costo che si deve sostenere per ottenere minori consumi, varia a seconda del tipo di intervento e viene così calcolato:

$$CEC = \frac{I_j}{EC} \left[ \frac{\text{€}}{\text{tep}} \right]$$

*EC*: energia risparmiata annualmente in modo costante per tutta la durata di vita dell'intervento viene espressa in [tep/anno].

*I<sub>j</sub>*: quota annua dell'investimento in [€/anno]. Tale valore viene così determinato:

$$I_j = I_0 \cdot \frac{a}{1 - (1 + a)^{-n}} \cdot \left[ \frac{\text{€}}{a} \right]$$

dove:

*I<sub>0</sub>*: investimento iniziale per la realizzazione dell'intervento in [€];

*a*: tasso di sconto, assunto pari al 5%;

*n*: durata di vita in anni attesa dell'intervento

L'applicazione di tale metodologia d'analisi agli interventi di efficienza energetica proposti consente di redigere una graduatoria di priorità, in cui, sotto le ipotesi specificate, l'energia risparmiata viene ad avere costi via via crescenti nei diversi ambiti di intervento. È interessante notare come una buona parte degli interventi abbia un CEC inferiore al costo di mercato dell'energia (360 €/tep corrispondono a 60 \$/barile<sup>27</sup>, mentre il prezzo visto dal consumatore finale di 0,6 €/m<sup>3</sup> corrisponde a 666 €/tep).

---

<sup>27</sup> Il tasso di cambio utilizzato è 1€=1,22\$

<b>TIPO DI INTERVENTO</b>	<b>CEC (€tep)</b>
<b>Generatori di calore ad alta efficienza e sistemi di raffreddamento ambientale</b>	
Caldaia condensazione con sistema di riscaldamento tipo tradizionale a radiatori in impianto di riscaldamento di edifici tipo villetta	562
Caldaia condensazione con sistema di riscaldamento tipo radiante a bassa temperatura in impianto di riscaldamento di edifici tipo villetta	295
Pompa di calore ad acqua di falda con sistema di riscaldamento tipo radiante a bassa temperatura in impianto di riscaldamento di edifici tipo villetta	299
<b>Sistemi di termoregolazione e contabilizzazione del calore</b>	
Sistemi termoregolazione e contabilizzazione del calore in impianti a distribuzione verticale con valvole termostatiche con timer e termostato ambiente in impianto di riscaldamento centralizzato in edifici condominiali (a torre)	956
Sistemi termoregolazione e contabilizzazione del calore in impianti a distribuzione orizzontale in impianto di riscaldamento centralizzato in edifici condominiali (a torre)	756
<b>Sistemi di illuminazione ad alta efficienza</b>	
Settore residenziale: 3 lampade fluorescenti tubolari compatte integrate da 20W	198
<b>Motori ad alta efficienza</b>	
M.A.T. 380V , 50 Hz, 4 poli da 1,5 kW	62
M.A.T. 380V , 50 Hz, 4 poli da 7,5 kW	70
<b>Sistemi elettronici di regolazione della frequenza in motori elettrici (inverter per sistema di pompaggio funzionante per 2000 ore)</b>	
Inverter 380-500V, versione STAND ALONE da 4kW	150
Inverter 380-500V, versione STAND ALONE da 15kW	89
<b>Interventi sull'involucro edilizio</b>	
Applicazione isolamento a cappotto su pareti ext (classe isolamento bassa)	359
Sostituzione vetro singolo con vetro doppio chiaro	202

## 6.8. Incentivi alla produzione di energia elettrica e termica da impianti alimentati a FER

### Cessione dell'energia elettrica

Con la liberalizzazione della produzione di energia elettrica nel 1999 cedere elettricità prodotta con le fonti rinnovabili di energia è divenuto estremamente semplice, con la garanzia di cessione alla rete. Le modalità possono essere diverse, con diverse remunerazioni: in primo luogo è possibile richiedere al gestore di rete cui l'impianto è collegato il ritiro dell'energia elettrica prodotta e immessa in rete secondo modalità semplificate; in alternativa l'energia elettrica prodotta può essere ceduta ad un cliente finale idoneo o ad un grossista tramite contratto bilaterale, oppure venduta alla borsa elettrica (IPEX), nel caso di impianti di dimensioni superiori a 10 MW.

### Impianti di potenza nominale elettrica fino a 1 MW

Nel caso di impianti di potenza nominale elettrica **fino a 1 MW** alimentati da fonti rinnovabili, limitatamente ai primi due milioni di kWh ritirati annualmente, si applicano dei "prezzi minimi garantiti" riportati in Tabella 51, fissati dall'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas e indicizzati annualmente.

Per i primi 500.000 kWh/anno	9,5 €cent/kWh
Oltre 500.000 kWh/anno e fino a 1 milione di kWh/anno	8,54 €cent /kWh
Oltre 1 milione fino a 2 milioni di kWh/anno	7,48 €cent /kWh
Oltre 2 milioni di kWh/anno e oltre 1000 kW elettrici installati	Prezzo correlato agli approvvigionamenti dell'AU (per fasce orarie o indifferenziato)

Tabella 51: Prezzi minimi garantiti per l'anno 2006 (delibera 34/05)<sup>28</sup>

Per i produttori che cedono la propria produzione di energia elettrica ai sensi della deliberazione AEEG n. 34/05, sono previste semplificazioni procedurali ed esenzioni economiche relative al contratto di dispacciamento in immissione, come l'esenzione dal pagamento di parte dei corrispettivi per la trasmissione.

Per gli impianti di potenza **fino a 1 MW** è prevista l'esenzione dalla applicazione dei corrispettivi per l'assegnazione dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto (CCT), e per

<sup>28</sup> La Delibera AEEG 318/06 integra la deliberazione n. 34/05 prevedendo che i prezzi minimi garantiti per gli impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza nominale elettrica fino a 1 MW, siano pari al maggior valore tra quello riportato in Tabella 51 e il prezzo di acquisto dell'Acquirente Unico.

gli impianti di potenza superiore a 1 MW e fino a 5 MW alimentati da fonti rinnovabili è prevista un'applicazione graduale del corrispettivo.

### ***Trasporto dell'energia elettrica e perdite evitate***

Attualmente tutti i produttori contribuiscono alla copertura dei costi riconosciuti a Terna per il servizio di trasmissione, tuttavia, nel caso di impianti connessi in media tensione (MT) o bassa tensione (bt), ai produttori viene riconosciuto dalle imprese distributrici la componente CTR (corrispettivo utilizzato per la regolazione economica dell'erogazione del servizio di trasmissione alle imprese distributrici). Tale corrispettivo è applicato all'energia elettrica immessa in rete aumentata di un fattore percentuale per tener conto delle perdite di energia elettrica sulle reti di distribuzione, pari a 4,2% per la media tensione e 9,9% per la bassa tensione.

Infine, poiché l'energia elettrica immessa in reti MT e bt contribuisce a ridurre le perdite di energia associate al trasporto dall'AT, il Testo Integrato e la deliberazione n. 168/03 prevedono che:

- l'energia elettrica immessa in MT è convenzionalmente aumentata di un fattore percentuale pari al 5,1%; ovvero la quantità di energia pagata ( $E_p$ ) è aggiornata rispetto all'energia effettivamente prodotta ( $E_{ep}$ ), secondo la formula:  $E_p = E_{ep} \times (1+1,051)$
- l'energia elettrica immessa in BT è convenzionalmente aumentata di un fattore percentuale pari al 10,8%

### ***Impianti di potenza nominale fino a 20 kW***

Tutti i consumatori che realizzano o hanno la disponibilità di impianti di potenza nominale *fino a 20 kW* alimentati da qualunque fonte rinnovabile (deliberazione AEEG n. 28/06), possono, in alternativa:

- vendere l'energia elettrica al distributore locale;
- vendere a prezzo amministrato l'energia elettrica prodotta al gestore di rete cui l'impianto è collegato (Decreto 387/03 e Delibera AEEG 34/05);
- usufruire del servizio di *scambio sul posto*, facendone richiesta all'impresa distributtrice competente sul territorio ove l'impianto è ubicato (Delibera AEEG 28/06):
  - La delibera n. 28/06 aggiorna le condizioni della disciplina dello scambio sul posto e prevede che il saldo positivo relativo ad un dato anno (ovvero l'energia prodotta in eccesso rispetto ai propri consumi - ad esempio durante le ore del giorno) possa

essere utilizzato a compensazione di eventuali saldi negativi per un massimo di 3 anni successivi all'anno in cui è stato maturato.

- Gli eventuali incentivi riconosciuti per l'energia elettrica prodotta per effetto di decreti legislativi e ministeriali si sommano al beneficio del mancato acquisto di energia elettrica derivante dall'applicazione della deliberazione n. 28/06.

Lo scambio sul posto consente di utilizzare la rete per "immagazzinare" l'energia elettrica immessa quando non ci sia consumo e di riprelevarla dalla rete quando serve. Lo scambio consente in altre parole di valorizzare l'energia elettrica prodotta al proprio prezzo marginale di acquisto.

Il decreto legislativo 29 dicembre 2003 n. 387, inoltre, stabilisce che gli impianti di taglia inferiore ai 20 kW non siano soggetti alla dichiarazione di Officina Elettrica, con una semplificazione amministrativa importante per la mancata necessità di aprire una posizione fiscale dedicata (UTF e IVA).

Per gli impianti di potenza *superiore a 20 kW* non c'è l'opzione di scelta, è possibile solo la cessione in rete. L'energia viene auto consumata e le eccedenze si vendono alla rete. La vendita dell'energia elettrica sul libero mercato avviene nel rispetto di quanto previsto dalla delibera 168/03 e successive modifiche e integrazioni. Le modalità e le condizioni economiche per il ritiro dell'energia elettrica ai sensi dell'articolo 13, commi 3 e 4, del decreto legislativo n. 387/03, sono definite dalla delibera n. 34/05 e sue successive modifiche e integrazioni. Il soggetto cui rivolgersi per la stipula della convenzione è il gestore di rete cui l'impianto è collegato (distributore).

### ***Agevolazioni per imprenditori agricoli***

La produzione e la cessione di energia elettrica e termica da fonti rinnovabili agroforestali effettuate dagli imprenditori agricoli vengono riconosciute come produttive di reddito agrario.

### ***Incentivi alla generazione di energia elettrica e termica da impianti alimentati a fonti rinnovabili***

Oltre alla vendita dell'energia elettrica, il produttore di energia da fonte rinnovabile ha diritto ai *Certificati Verdi (CV)*, che sono dei titoli negoziabili su un mercato dedicato o bilateralmente, emessi e controllati dal Gestore dei Servizi Elettrici (GSE), aventi lo scopo di incentivare la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili e attestanti la provenienza di tale energia da impianti alimentati da tali fonti.

Per ottenere i CV un impianto deve essere qualificato come impianto alimentato da fonti rinnovabili (IAFR); gli impianti che utilizzano rifiuti organici e/o prodotti vegetali con lo scopo di produrre energia elettrica hanno diritto alla qualificazione IAFR ed al rilascio dei CV.

I certificati vengono riconosciuti per un periodo di 8 anni dall'inizio dell'esercizio commerciale dell'impianto, con la possibilità di estendere tale periodo previo riammodernamento o ripotenziamento dell'impianto. La taglia di un CV è pari a 50.000 kWh l'anno, arrotondata con criterio commerciale, per cui di fatto basta una produzione di energia superiore ai 25.000 kWh/anno per avere diritto ad un Certificato e a 75.000 kWh per ottenerne due. I CV possono essere venduti anche nei due anni successivi a quello a cui si riferisce la produzione (sono bancabili). La domanda di CV è legata all'obbligo posto sui produttori e importatori di energia elettrica di immettere nel sistema elettrico nazionale una quota prodotta da impianti rinnovabili, che per l'anno 2006 è pari al 3,05% . Oltre ad avvalersi di propri CV associati alla realizzazione diretta di impianti IAFR, i produttori e importatori di energia elettrica da fonti non rinnovabili possono adempiere a tale obbligo acquistando i CV dai titolari di impianti IAFR o dal GSE. Ogni anno il GSE calcola il prezzo di riferimento a cui è obbligato ad acquistare i CV in base ai propri costi di acquisto dell'energia CIP6 al netto dei ricavi dalla vendita dell'energia elettrica sul mercato. I prezzi sono risultati pari a 84,18 €/MWh per l'anno 2002, 82,4 €/MWh per l'anno 2003, 97,39 €/MWh per l'anno 2004, 108,92 €/MWh per l'anno 2005 e 12,528€/MWh per il 2006.

Riassumendo il tutto con un'esempio, un impianto qualificato IAFR riceve:

- Per la vendita di energia: 9,5 Eurocent/kWh (sino a 500.000 kWh/anno)
  - Per i certificati Verdi (anno 2006): 12,528 Eurocent/kWh
- Un totale cioè di 22,03 Eurocent/kWh.

### ***Certificati Bianchi e Cogenerazione***

La produzione di energia termica in cogenerazione è premiata invece con l'accesso al mercato dei Titoli di Efficienza Energetica (TEE), detti anche Certificati Bianchi.

I decreti 20 luglio 2004, emanati dal Ministro per le attività produttive di concerto con il Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio, hanno introdotto un sistema innovativo nel panorama internazionale finalizzato alla promozione del risparmio energetico negli usi finali. Ogni titolo di efficienza energetica è riferito a un risparmio energetico pari a 1 tep. Tali titoli sono associati ad interventi di vario tipo che comportano un risparmio di energia primaria negli usi finali; tuttavia possono essere ottenuti tramite la realizzazione di impianti *fotovoltaici di potenza elettrica inferiore a 20 kW* (si veda al riguardo la deliberazione n. 234/02) e *di impianti di cogenerazione* che soddisfano i requisiti previsti dalla deliberazione n. 42/02 (si veda al riguardo la deliberazione n. 177/05).

<b>Riferimento normativo</b>	<b>GU</b>
<b>Decreto legislativo 16 Marzo 1999, n.79</b> Attuazione della Direttiva 96/92/CE recante norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica	<i>Gazzetta Ufficiale</i> n. 75, 31 Marzo 1999
<b>Delibera AEEG, 19 marzo 2002, n. 42</b> Condizioni per il riconoscimento della produzione combinata di energia elettrica e calore come cogenerazione ai sensi dell'articolo 2, comma 8, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79 (deliberazione n. 42/02)	<i>Gazzetta Ufficiale</i> , n. 79, 4 Aprile 2002
<b>Delibera AEEG n. 234/02</b> Approvazione di 8 schede tecniche per la quantificazione dei risparmi di energia primaria relativi agli interventi di cui all'articolo 5, comma 1, dei decreti ministeriali 24 aprile 2001	-
<b>Decreto legislativo 29 Dicembre 2003, n.387</b> Attuazione della Direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità	<i>Gazzetta Ufficiale</i> n. 25, 31 Gennaio 2004 - Supplemento Ordinario n. 17
<b>Delibera AEEG, 30 Dicembre 2003, n. 168</b> Condizioni per l'erogazione del pubblico servizio di dispacciamento dell'energia elettrica sul territorio nazionale e per l'approvvigionamento delle relative risorse su base di merito economico, ai sensi degli articoli 3 e 5 del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79	<i>Gazzetta Ufficiale</i> Supplemento Ordinario n. 16, 30 Gennaio 2004
<b>Delibera AEEG, 30 Gennaio 2004, n. 5</b> Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas in materia di qualità dei servizi di distribuzione, misura e vendita dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2004-2007	<i>Gazzetta Ufficiale</i> n. 78, 12 Aprile 2004 - Supplemento Ordinario n.58
<b>Decreti 20 luglio 2004</b> - Nuova individuazione degli obiettivi quantitativi nazionali di risparmio energetico e sviluppo delle fonti rinnovabili, di cui all'art. 16, comma 4, del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164. - Nuova individuazione degli obiettivi quantitativi per l'incremento dell'efficienza energetica negli usi finali di energia, ai sensi dell'art. 9, comma 1, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79.	<i>Gazzetta Ufficiale</i> n. 205, del 1 Settembre 2004
<b>Legge 23 Agosto 2004, n.239</b> Riordino del settore energetico, nonche' delega al Governo per il riassetto delle disposizioni vigenti in materia di energia	<i>Gazzetta Ufficiale</i> n. 215, 13 Settembre 2004
<b>Delibera AEEG 34/05</b> Modalità e condizioni economiche per il ritiro dell'energia elettrica di cui all'articolo 13, commi 3 e 4, del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387, e al comma 41 della legge 23 agosto 2004, n. 239 GU n. 61 del 15.3.05	<i>Gazzetta Ufficiale</i> Serie Generale n. 61, 15 Marzo 2005
<b>Delibera n. 177/05</b> Approvazione di 2 schede tecniche per la quantificazione dei risparmi energetici negli usi di climatizzazione ambienti e produzione di acqua calda sanitaria conseguiti tramite installazione e gestione di impianti di cogenerazione e sistemi di teleriscaldamento realizzati nell'ambito dei decreti ministeriali 20 luglio 2004	<i>Gazzetta Ufficiale</i> n. 215, 15 Settembre 2005
<b>Delibera AEEG 28/06</b> Condizioni tecnico-economiche del servizio di scambio sul posto dell'energia elettrica prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza nominale non superiore a 20 kW, ai sensi dell'articolo 6 del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387	<i>Gazzetta Ufficiale</i> n. 55, 7 Marzo 2006
<b>Delibera AEEG 318/06</b> Aggiornamento delle condizioni economiche di ritiro dell'energia elettrica di cui all'articolo 13, commi 3 e 4, del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387, ai sensi dell'art. 11, comma 5, del decreto del Ministro delle Attività Produttive di concerto con il Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio 24 Ott. 2005	-
Bando per la promozione delle fonti rinnovabili per la produzione di energia elettrica e/o termica tramite agevolazioni alle piccole e medie imprese, ai sensi del D.M. n. 337/2000, art. 5	<i>Gazzetta Ufficiale</i> n. 12, 16 Gennaio 2007

La compravendita dei titoli avviene tramite contratti bilaterali o un mercato apposito istituito dal Gestore del Mercato Elettrico e regolato da disposizioni stabilite dal Gestore stesso d'intesa con l'Autorità ([www.mercatoelettrico.org](http://www.mercatoelettrico.org)).

Il decreto legislativo sulla promozione della cogenerazione ad alto rendimento (D.Lgs. 8 febbraio 2007, n.20), conferma per la cogenerazione ad alto rendimento il regime di sostegno previsto dal decreto Bersani del 1999 (n.79) che prevedeva per la cogenerazione sia la priorità di dispacciamento, sia l'esenzione dall'obbligo (previsto per produttori e importatori di energia elettrica) di immettere in rete una certa percentuale di energia elettrica da fonti rinnovabili o di acquistare in proporzione certificati verdi sul mercato. Il decreto legislativo stabilisce che, fatti salvi i diritti acquisiti, d'ora in avanti la cogenerazione applicata al teleriscaldamento avrà la stessa incentivazione della cogenerazione ad alto rendimento e quindi non beneficerà dei certificati verdi ma dei certificati bianchi (o titoli di efficienza energetica). Il decreto prevede, inoltre, una riorganizzazione dei criteri per l'assegnazione dei certificati bianchi alla cogenerazione ad alto rendimento tale da renderla più appetibile.

### ***Bandi pubblici***

Un esempio di bando pubblico per l'incentivazione all'utilizzo delle fonti rinnovabili nell'anno 2007 è rappresentato dal Bando per l'agevolazione alle piccole e medie imprese per installazione impianti eolici, solari fotovoltaici e termici e a biomasse (*"Bando per la promozione delle fonti rinnovabili per la produzione di energia elettrica e/o termica tramite agevolazioni alle piccole e medie imprese, ai sensi del D.M. n. 337/2000, art. 5"*). Il bando prevede un contributo pubblico sul costo di investimento, non inclusivo di IVA, sostenuto da piccole e medie imprese per l'installazione di impianti per la produzione di energia elettrica e/o di calore da fonte rinnovabile riconducibile alle tipologie tecnologiche riportate in Tabella 52. L'agevolazione non è cumulabile con agevolazioni contributive o finanziarie previste da altre normative comunitarie, nazionali e regionali.

<b>Tipologia impianti</b>	<b>Potenza nominale</b>	<b>Contributo in conto capitale (% costi ammissibili)</b>
Impianti Fotovoltaici connessi alla rete	$20kW_p < P < 50kW_p$	50%
Impianti Eolici	$20kW_p < P < 100kW_p$	30%
Impianti Solari Termici	$35kW < P < 350kW$	30%
Impianti Termici a cippato o pellets o biomasse	$150kW < P < 1000kW$	30%

**Tabella 52: requisiti impianti ammessi al finanziamento**

Si riportano di seguito in tabella i principali riferimenti normativi relativi alla produzione di energia elettrica e termica da impianti alimentati a fonti rinnovabili.

Riferimento normativo	GU
<b>Decreto legislativo 16 Marzo 1999, n.79</b> Attuazione della Direttiva 96/92/CE recante norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica	<i>Gazzetta Ufficiale</i> n. 75, 31 Marzo 1999
<b>Delibera AEEG, 19 marzo 2002, n. 42</b> Condizioni per il riconoscimento della produzione combinata di energia elettrica e calore come cogenerazione ai sensi dell'articolo 2, comma 8, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79 (deliberazione n. 42/02)	<i>Gazzetta Ufficiale</i> , n. 79, 4 Aprile 2002
<b>Delibera AEEG n. 234/02</b> Approvazione di 8 schede tecniche per la quantificazione dei risparmi di energia primaria relativi agli interventi di cui all'articolo 5, comma 1, dei decreti ministeriali 24 aprile 2001	-
<b>Decreto legislativo 29 Dicembre 2003, n.387</b> Attuazione della Direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità	<i>Gazzetta Ufficiale</i> n. 25, 31 Gennaio 2004 - Supplemento Ordinario n. 17
<b>Delibera AEEG, 30 Dicembre 2003, n. 168</b> Condizioni per l'erogazione del pubblico servizio di dispacciamento dell'energia elettrica sul territorio nazionale e per l'approvvigionamento delle relative risorse su base di merito economico, ai sensi degli articoli 3 e 5 del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79	<i>Gazzetta Ufficiale</i> Supplemento Ordinario n. 16, 30 Gennaio 2004
<b>Delibera AEEG, 30 Gennaio 2004, n. 5</b> Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas in materia di qualità dei servizi di distribuzione, misura e vendita dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2004-2007	<i>Gazzetta Ufficiale</i> n. 78, 12 Aprile 2004 - Supplemento Ordinario n.58
<b>Decreti 20 luglio 2004</b> - Nuova individuazione degli obiettivi quantitativi nazionali di risparmio energetico e sviluppo delle fonti rinnovabili, di cui all'art. 16, comma 4, del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164. - Nuova individuazione degli obiettivi quantitativi per l'incremento dell'efficienza energetica negli usi finali di energia, ai sensi dell'art. 9, comma 1, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79.	<i>Gazzetta Ufficiale</i> n. 205, del 1 Settembre 2004
<b>Legge 23 Agosto 2004, n.239</b> Riordino del settore energetico, nonché delega al Governo per il riassetto delle disposizioni vigenti in materia di energia	<i>Gazzetta Ufficiale</i> n. 215, 13 Settembre 2004
<b>Delibera AEEG 34/05</b> Modalità e condizioni economiche per il ritiro dell'energia elettrica di cui all'articolo 13, commi 3 e 4, del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387, e al comma 41 della legge 23 agosto 2004, n. 239 GU n. 61 del 15.3.05	<i>Gazzetta Ufficiale</i> Serie Generale n. 61, 15 Marzo 2005
<b>Delibera n. 177/05</b> Approvazione di 2 schede tecniche per la quantificazione dei risparmi energetici negli usi di climatizzazione ambienti e produzione di acqua calda sanitaria conseguiti tramite installazione e gestione di impianti di cogenerazione e sistemi di teleriscaldamento realizzati nell'ambito dei decreti ministeriali 20 luglio 2004	<i>Gazzetta Ufficiale</i> n. 215, 15 Settembre 2005
<b>Delibera AEEG 28/06</b> Condizioni tecnico-economiche del servizio di scambio sul posto dell'energia elettrica prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza nominale non superiore a 20 kW, ai sensi dell'articolo 6 del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387	<i>Gazzetta Ufficiale</i> n. 55, 7 Marzo 2006
<b>Delibera AEEG 318/06</b> Aggiornamento delle condizioni economiche di ritiro dell'energia elettrica di cui all'articolo 13, commi 3 e 4, del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387, ai sensi dell'articolo 11, comma 5, del decreto del Ministro delle Attività Produttive di concerto con il Ministro dell'ambiente e della Tutela del Territorio 24 ottobre 2005	-
Bando per la promozione delle fonti rinnovabili per la produzione di energia elettrica e/o termica tramite agevolazioni alle piccole e medie imprese, ai sensi del D.M. n. 337/2000, art. 5	<i>Gazzetta Ufficiale</i> n. 12, 16 Gennaio 2007



## **7. METODOLOGIA DI ANALISI DEGLI INVESTIMENTI NELLE FER**

Nell'ambito del dottorato è stata condotta una ricerca, commissionata da APER (Associazione Produttori di Energia da Fonti Rinnovabili), che ha come obiettivo il calcolo dei costi di generazione dell'energia elettrica da fonti energetiche rinnovabili. Tale ricerca ha dato lo spunto per sviluppare una valutazione più approfondita, mirata a mettere a punto un modello concettuale di valutazione economico finanziaria degli investimenti di utilità per gli investitori. Al fine di giungere ad avere una conoscenza aggiornata delle condizioni di investimento e dei costi delle diverse opzioni per comprendere il loro livello di competitività e la capacità di competere nel mercato dell'energia elettrica, lo studio si è basato sulla seguente metodologia di analisi:

1. un questionario sui costi sostenuti proposto alle aziende del settore che hanno investito di recente, per avere un confronto con l'esperienza effettiva di chi opera nel contesto italiano;
2. l'analisi della bibliografia esistente a livello internazionale per un confronto dei risultati ottenuti;
3. una discussione sugli investimenti recenti con i maggiori operatori del settore in Italia;
4. un modello di calcolo ad hoc per una valutazione mirata e la possibilità di effettuare un'analisi di sensibilità alla variazione delle principali variabili di interesse per questo tipo di progetto industriale.

Il modello non ambisce ad essere esaustivo di tutti i tipi di investimento nel settore delle fonti rinnovabili, considerata l'elevata variabilità dei costi di impianti che per loro natura sono unici e che possono essere assai differenti da caso a caso in funzione delle condizioni in cui l'investimento è effettuato (si pensi alle opere civili in un impianto idroelettrico, ai costi di trasporto dei componenti in un impianto eolico), ma vuole avere validità sul piano metodologico. Si tenga presente infatti che il costo dell'energia elettrica prodotta da questi impianti è il frutto di una combinazione di fattori che sono molto specifici e difficilmente ripetibili, per cui la variabilità del costo complessivo è estremamente elevata. Si è cercato di riferirsi a condizioni quanto più possibile generali ed attuali, consapevoli di non esaurire i casi reali possibili. Inoltre, la presenza di economie di scala è in alcuni casi rilevante ed è difficile tenerne conto fino in fondo in un modello generale, soprattutto con tecnologie giovani che ancora non hanno raggiunto una stabilizzazione dei costi dei singoli componenti. Si tenga

conto, inoltre, che sia dal punto di vista ingegneristico che della gestione delle attività, esistono vantaggi competitivi che, quando presenti, difficilmente sono resi pubblici.

La parte del lavoro relativa alle interviste ha consentito di verificare le informazioni derivanti dai riferimenti bibliografici, così da poter aumentare il livello di significatività delle ipotesi effettuate.

### 7.1. *Un confronto con la letteratura recente*

I costi sono stati calcolati partendo dai dati forniti dagli operatori di settore confrontati con i riferimenti della letteratura. La letteratura internazionale sull'argomento è decisamente vasta ed una selezione di riferimenti è riportata in bibliografia: emerge una modesta variabilità geografica nei costi, ma soprattutto una tendenza alla riduzione dei costi di gran parte delle tecnologie nel tempo, a motivo dell'evoluzione tecnologica e di un fattore di scala che inizia ad essere significativo, ad esempio nel caso del fotovoltaico. I dati disponibili in letteratura, in ogni caso, con ampi intervalli di stima, testimoniano la difficoltà alla generalizzazione. I casi presentati coprono una buona parte delle tipologie impiantistiche italiane, con elevate differenze del costo dell'energia.

Si riportano alcuni dati di stima dei costi dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili provenienti dalla letteratura recente, relativi a stime di costo per le tecnologie analizzate in questo lavoro, al fine di poter completare la valutazione (vedi Cap. 10) con un confronto con studi diversi.

Lo studio del CESI del Dicembre 2004 [40] riporta le seguenti caratteristiche di esercizio e di costo per gli impianti di produzione analizzati nel presente studio.

Tecnologia di generazione	Taglia impianto (MWe)	Fattore utilizz. (%)	Vita media (anni)	Investim. specifico (€/kW)	Investimento specifico (€/kWh)	O&M (% costi inv.)	O&M (€/kWh)	Costo combustibile (€/kWh)	Costi concess. (€/kWh)	Costo Totale (€/kWh)
Eolico	>0,1	23	20	1000-1500	5,83-8,74	1-3	0,99-1,49	-	-	6,82-10,23
Idroelettrico	>10	33	40 (30-50)	500-2000	1,77-7,07	4	0,69-2,77	-	0,17-0,69	2,63-10,53
Idroelettrico	<10	57	40 (30-50)	1500-3000	3,07-6,14	4	1,2-2,4	-	0,3-0,6	4,57-9,15
Biomassa	10	74	15	2900-3200	5,88-6,49	3-4	2,11-2,32	5,39	0	13,38-14,20
Fotovoltaico	<0,1	20	20-25	6000-8000	37,73-50,3	0,7	2,4-3,2	-	0	40,13-53,51

**Tabella 53: Stime di costo dell'energia da fonti rinnovabili dallo studio CESI (2004)**

Per la tecnologia eolica i costi riportati sono leggermente inferiori a quelli riscontrati dalle interviste agli operatori probabilmente perché nel 2005 ancora non si era entrati nell'attuale fase di mercato caratterizzata da forte domanda e conseguente tensione dei prezzi.

Per l'idroelettrico, la forte disomogeneità degli impianti si traduce in un'elevata variabilità dei costi di generazione. Per il grande idroelettrico i costi individuati nel presente studio rientrano nella stima effettuata dal CESI mentre per gli impianti di taglia inferiore ai 10 MW i costi riportati nel Cap. 10 risultano sono leggermente superiori alla stima del CESI. Si deve tuttavia sottolineare come la grande variabilità di questi impianti renda difficile l'individuazione di costi "standard".

Per la biomassa, l'analisi del costo condotta dal CESI giunge ad una stima decisamente inferiore a quanto individuato nel presente lavoro, in particolare il costo del combustibile e quelli di O&M sono inferiori mentre i costi di investimento risultano allineati. Si ritiene tuttavia sottostimato il valore della biomassa rispetto al mercato attuale.

Gli impianti a biogas analizzati nello studio del CESI sono solo quelli funzionanti a biogas da discarica. Ai fini della valutazione dei costi di produzione dell'elettricità da biogas la discarica viene considerata un elemento esistente il cui costo è imputabile allo smaltimento dei rifiuti e non alla produzione di energia elettrica e il biogas che si forma durante la vita della discarica ha costo nullo. Per un impianto con potenza installata di 3-4 MW che impieghi biogas da una discarica di medie dimensioni (1,5 milioni di m<sup>3</sup>) il costo complessivo di generazione stimato si trova nell'intervallo 4,4-6,7 €/kWh in linea con il valore di 5,9 €/kWh stimato nel presente lavoro. Infine, per gli impianti fotovoltaici i valori riportati risultano in linea con l'analisi qui condotta.

Lo studio condotto da ENEA [70] riporta i seguenti costi di generazione.

Tecnologia di generazione	Taglia aerogeneratori (MWe)	Producibilità annua (MWh)	Vita media (anni)	Investimento specifico (€/kW)	O&M (€/kWh)
Eolico (parco da 10-15MW)	0,85-1	20.000-32.000	15-20	900-1200	1-1,2
Idroelettrico acqua fluente	0,8-1,85	3.700-7.800	30	1400-2300	0,5-0,75
Biogas da discarica	0,5-3	3500-12500	8-12	1700	1
Biomassa	5-18	34.000-140.000	10-15	1.200-2.200	2-2,5
Fotovoltaico				6.000-7.000	25-40

**Tabella 54: Stime di costo dell’energia da fonti rinnovabili dallo studio ENEA [70]**

Per l’eolico i costi di investimento ancora non riflettono l’attuale fase di elevati prezzi ed anche per l’idroelettrico la stima di costo risulta inferiore a quanto stimato nel presente lavoro. Vale anche in questo caso la considerazione dell’estrema variabilità di costo di questa tecnologia e la conseguente difficoltà di poter fare riferimento ad un impianto standard.

Per gli impianti a biogas da discarica e a biomassa si registrano costi inferiori rispetto all’analisi qui condotta mentre i costi stimati per il fotovoltaico risultano in linea con l’analisi qui condotta per gli impianti domestici di piccola taglia.

Un recente studio condotto da EER (Emerging Energy Research) per Vestas [151] riporta i seguenti costi di generazione nei tre casi “low-base-high”, relativamente ai costi di costruzione e di generazione di alcuni impianti a fonti rinnovabili in Europa continentale.

Tecnologia di generazione	Taglia impianto (MWe)	Tasso di sconto (%)	Vita media (anni)	Fattore di utilizzazione			Costo di investimento (€/kW)			O&M (€/MWh)		
				Low Case	Base Case	High Case	Low Case	Base Case	High Case	Low Case	Base Case	High Case
Eolico	100	8,6	20	0,35	0,3	0,28	1.050	1.150	1.350	2,5	3	4
Fotovoltaico	10	8,6	25	0,19	0,17	0,15	5600	6100	7000	5	7	12

**Tabella 55: Stime di costo dell’energia da fonti rinnovabili dallo studio Vestas [151]**

Per l’eolico, escluso il costo del terreno e le tasse, la stima di costo di investimento risulta inferiore a quella del presente lavoro mentre i costi di O&M del presente studio si avvicinano alla stima del “low case” di Vestas. EER ritiene probabile una riduzione dei costi di

investimento nel medio periodo quando l'industria si attrezzerà per far fronte al contingente eccesso di domanda.

Infine, per la biomassa l'analisi condotta da EER riporta costi inferiori a quelli di questo lavoro sia per i costi investimento che per quelli di O&M mentre i costi del combustibile nel caso base sono in linea con i 55 €/t ipotizzati in questo studio.

	Capacità nominale (MW)	Tasso sconto (%)	Durata vita (anni)	Efficienza			Capacity factor			Combustibile (€/t)			Costi invest. (€/kW)			O&M (€/MWh)		
				Low Case	Base Case	High Case	Low Case	Base Case	High Case	Low Case	Base Case	High Case	Low Case	Base Case	High Case	Low Case	Base Case	High Case
Biomassa	10	8.6	30	25%	23%	22%	0,80	0,75	0.70	40	50	85	1500	1550	1650	16	20	24

**Tabella 56: Stime di costo dell'energia da fonti rinnovabili dallo studio Vestas [151]**

## **7.2. La metodologia d'analisi**

Si illustra di seguito la metodologia di analisi adottata per giungere alla valutazione del costo della generazione elettrica per le tecnologie in esame, che si basa sui seguenti passaggi:

- raccolta dati
- definizione parametri economico-finanziari
- calcolo dei costi industriali di produzione

### **7.2.1. Raccolta dati**

Partendo da alcune considerazioni sulle scelte impiantistiche e sui parametri critici per la definizione del costo si è elaborato un questionario indirizzato ai principali operatori del settore la cui compilazione permettesse di giungere ad una stima di costo nelle condizioni di riferimento più comuni in Italia.

Si riporta di seguito, a titolo esemplificativo, il questionario inviato agli operatori del settore idroelettrico (Figura 31).

<b>IMPIANTO IDROELETTRICO</b>	
<b>Dati impianto</b>	
Localizzazione	
Tipologia impianto	acqua fluente, bacino, pompaggio
Superficie del bacino idrologico sotteso	m2
Ammontare eventuale DMV rilasciato	m3/s
Salto medio di concessione	m
Portata media di concessione	m3/s
Portata massima dell'impianto	m3/s
Portata media	m <sup>3</sup> /s
Tipo di turbina	tipo/costruttore
Numero di turbine	n
Numero di trasformatori	n
Turbine Installate (tipo/costo)	tipo /€
Generatori installati (asincroni/sincroni/numero)	asincroni/sincroni/numero
Potenza di concessione	kW
Potenza installata	kW
Producibilità media ultimi 5/10 anni	kWh/a
Punta massima producibilità nel periodo analizzato	kWh/a
Producibilità minima nel periodo analizzato	kWh/a
Distanza dalla sottostazione	km
Tensione di connessione alla rete	kV
Durata costruzione	mesi
Data della prima messa in servizio dell'impianto	n
Data dell'ultimo ammodernamento sostanziale	
Anni di vita previsti impianto	n
<b>Costo investimento</b>	
Studio di fattibilità	€
Costi di sviluppo	€
Autorizzazioni/concessioni	€
Costi d'ingegneria	€
Apparecchiature elettromeccaniche	€
Opere civili	€
Telecontrollo	€
Connessione alla rete	€
Valore residuo a fine vita	€
Altri costi	€
Eventuale costo acquisizione/concessione impianto	€
<b>Dati Finanziari</b>	
Percentuale di debito	%
Percentuale di capitale proprio	%
Tasso di debito	%
Tasso capitale proprio	%
Durata del debito	n
<b>Costi operativi e di manutenzione</b>	
Canoni di concessione idrica	€
Sovracanoni	€
Costi di assicurazione	€
Costi di manutenzione ordinaria	€
Costi smaltimento materiale sgrigliato	€
Costi gestione sistemi di misura	€
Costi di manodopera	€
Costi amministrativi	€
Altri costi e varie	€
Pagamenti al comune	€
<b>Tasse</b>	
IRPEG	%
IRAP	%
IVA generale	%
IVA su contratto chiavi in mano	%
<b>Costi periodici</b>	
Ricambi	€/ogni x anni
Manutenzioni straordinarie opere di presa	€/ogni x anni
Manutenzioni straordinarie canali	€/ogni x anni
Manutenzioni straordinarie condotte forzate	€/ogni x anni
Manutenzioni straordinarie turbine	€/ogni x anni
Manutenzioni straordinarie generatori	€/ogni x anni
Manutenzioni straordinarie parti elettriche di potenza	€/ogni x anni
Manutenzioni straordinarie controlli, automazioni e teletrasmissioni	€/ogni x anni
Manutenzioni straordinarie paratoie e valvole	€/ogni x anni
Altre manutenzioni straordinarie	€/ogni x anni
<b>DATA CUI SI RIFERISCONO LE INFORMAZIONI</b>	

**Figura 31: Questionario inviato ad operatori settore idroelettrico per studio costi generazione elettrica da FER**

Grazie alla collaborazione di APER, il questionario è stato sottoposto ad imprese del settore, al fine del loro coinvolgimento nella raccolta dei dati relativi agli investimenti recenti. La

risposta è stata buona e i dati raccolti sono stati validati confrontandoli con quelli forniti dalle principali fonti di letteratura. Si sono analizzati lavori pubblicati in lingua italiana e inglese, e per la maggior parte relativi a impianti collocati in Europa occidentale, grazie alla collaborazione avviata con l'associazione dei produttori di energia da fonte rinnovabile (APER).

### **7.2.2. Parametri economico-finanziari: stima del tasso di sconto e del tasso di remunerazione del capitale investito**

La stima del costo di generazione ha tenuto in considerazione le condizioni effettive per gli investimenti emerse negli incontri con primari operatori del settore nel corso degli ultimi mesi del 2006. I parametri finanziari hanno un impatto importante sui costi di produzione di energia. In particolare, il tasso di interesse sul debito, se abbassato in sede di negoziazione con il soggetto finanziario, incide sul risultato del progetto nel suo complesso.

Di seguito sono riportate le caratteristiche del finanziamento ipotizzate per ciascuna tecnologia, utili al fine di determinare un Costo Medio del Capitale o Weighted Average Cost of Capital (WACC) per l'ammortamento degli investimenti.

Anche in questo caso, come per i dati relativi al costo di investimento, i dati forniti dagli operatori del settore sono stati confrontati e validati con informazioni fornite da operatori del settore finanziario. I tassi di interesse sul debito si devono considerare comprensivi di margine mentre eventuali upfront fees non sono stati considerate.

Una nota a parte meritano le ipotesi di finanziamento dell'impianto eolico costituito da un solo aerogeneratore e degli impianti fotovoltaici. Per l'impianto eolico della pubblica amministrazione si è considerato che l'investimento venga effettuato dal soggetto pubblico, con un rapporto D/E pari a 50/50, un tasso di interesse sul debito pari a 5,7% e una remunerazione del capitale proprio pari al 7%. Gli impianti fotovoltaici sono stati considerati finanziati al 100% con capitale di debito e si è ipotizzato che gli impianti di piccola taglia (< 3 kW) paghino un tasso di interesse sul debito pari al 5,55% mentre quelli di taglia superiore riescano ad ottenere condizioni di finanziamento migliorative con un tasso del 5,2%. Il continuo aumento dei tassi di interesse nell'area Euro ha portato a successive revisioni al rialzo dei valori di riferimento, con una pesante penalizzazione degli investimenti. I parametri riportati sono validi a maggio 2007.

Si riportano in Tabella 57 i parametri finanziari di riferimento utilizzati nel calcolo dei costi di generazione.

	Impianti idroelettrici			Impianti eolici		
	PS		GS	AT	MT	1 WTG
	PS (P<10MW)	(P>10MW)	(P<10MW)	(P>10MVA)	(P<10MVA)	in MT
tasso D	5,90%	5,20%	5,90%	5,20%	5,70%	5,70%
tasso E	20%	20%	20%	20%	20%	7%
%D	80%	80%	80%	80%	80%	50%
%E	20%	20%	20%	20%	20%	50%
WACC	8,7%	8,2%	8,7%	8,2%	8,6%	6,35%

	Impianti FV		Impianti a combustione				
	(50kW<P<1MW)	3kW	Combustione diretta	Biocomb vegetali	CDR	Biogas digest	Biogas scarica
tasso debito	5,20%	5,55%	6,05%	6,05%	6,05%	6,05%	6,05%
tasso cap proprio	20%	0%	20%	20%	20%	20%	10%
% debito	100%	100%	75%	75%	75%	75%	75%
% cap. proprio	0%	0%	25%	25%	25%	25%	25%
WACC	5,2%	5,6%	9,5%	9,5%	9,5%	9,5%	7,0%

**Tabella 57: Parametri finanziari**

### 7.2.3. Calcolo dei costi industriali di produzione

L'analisi dei costi di generazione dell'energia elettrica, intesa come costi "industriali" dell'energia immessa in rete dall'impianto si basa sul costo del kWh attualizzato secondo la seguente formula:

$$c = \frac{\sum_{j=-t}^n CI_j (1+a)^{-j} + \sum_{j=1}^n CO_j (1+a)^{-j} + \sum_{j=1}^n CC_j (1+a)^{-j} - VR(1+a)^{-n}}{\sum_{j=1}^n q_j (1+a)^{-j}}$$

dove:

$c$  è il costo medio attualizzato del kWh prodotto,

$CI_t$  è l'investimento effettuato nell'anno t-esimo,

$a$  è il tasso di attualizzazione (in questo caso WACC)

$CO_t$  sono le spese di esercizio, (escluse quelle di combustibile), di gestione e manutenzione, chiamate anche spese di "operation and maintenance" (O&M), effettuate nell'anno t-esimo

$q_t$  è l'energia prodotta nell'anno t-esimo,

$CC_t$  sono le spese per l'acquisto del combustibile nell'anno t-esimo,

$j$  sono gli anni intercorrenti tra l'inizio degli esborsi e l'entrata in servizio dell'impianto,

$VR$  valore residuo dell'impianto a fine vita,

$n$  è la vita utile dell'impianto.

Inoltre:

$$\frac{1}{\sum_{j=1}^n (1+a)^j} = \frac{(1+a)^n \cdot a}{(1+a)^n - 1} = \alpha_{n/a}$$

è il fattore di ammortamento in  $n$  anni al tasso  $a$ , o annualità posticipata necessaria ad estinguere in  $n$  anni il debito presente.

Il tasso di attualizzazione  $a$  utilizzato è pari al WACC, calcolato come media pesata tra i tassi sul capitale proprio e di debito, come di seguito riportato:

$$a = t_d \cdot \frac{D}{D+E} + t_e \cdot \frac{E}{D+E}$$

dove  $t_d$  e  $t_e$  sono rispettivamente i tassi percentuali sul capitale di debito e sul capitale proprio, mentre  $D$  ed  $E$  sono le quote percentuali del capitale di debito e proprio (equity).

Da quanto sopra risulta che il costo di produzione attualizzato del kWh dipende dai valori assunti dai seguenti fattori:

- Costo specifico d'investimento (ovvero il costo d'impianto);
- Valore residuo dell'impianto a fine vita (se presente);
- Costo annuo unitario di O&M;
- Costo unitario del combustibile;
- Consumo specifico di combustibile (che dipende dal rendimento dell'impianto);
- Tasso di attualizzazione;
- Vita utile dell'impianto;
- Il numero di ore equivalenti annue di funzionamento dell'impianto, che determina  $q_t$ .

Per alcune tecnologie (eolico, biogas), si è considerato un costo di O&M crescente a partire da un determinato anno. Nel caso di impianti idroelettrici si è ipotizzato un valore residuo dell'impianto  $VR$ , considerato come investimento positivo a fine vita.

Le analisi di sensibilità sono state realizzate ceteris paribus, variando sempre unicamente un parametro lasciando invariati tutti gli altri.

Non essendo calcoli finanziari, ma di costo economico, si è proceduto al calcolo in moneta costante.

Per ciascuna tecnologia, pertanto, è calcolato un valore di costo di riferimento nelle condizioni ritenute medie della realtà italiana, dando anche una sensibilità ai parametri più significativi per tenere conto della grande variabilità dei costi.

Sulla base dei dati raccolti è stato analizzato il costo di produzione dell'energia elettrica per ogni fonte. Sono state quindi effettuate delle analisi di sensibilità variando i parametri più significativi nella determinazione del costo di generazione.

È importante ricordare che nel settore dell'energia rinnovabile gli impianti si collocano nelle zone più idonee, ovvero dove i parametri di accettabilità sociale (come il caso degli impianti di combustione e le materie prime (come nel caso di energia eolica ed energia solare) lo consentono. Queste variabili non sono standardizzabili ed in conseguenza, i riferimenti presi possono essere molto diversi da quelli incontrati in alcuni casi specifici, portando a condizioni economiche anche molto diverse.

### **PARTE III: APPROFONDIMENTI**

In questa parte del lavoro si riportano gli approfondimenti delle ricerche condotte nel corso del dottorato. In particolare, si riportano i seguenti studi:

- Piano Energetico Comunale del Comune di Piove di Sacco;
- Il fotovoltaico in Italia: sviluppo di un modello originale di analisi tecnico-economico-finanziario-fiscale;
- Gli investimenti nelle FER per la generazione elettrica in Italia: caratteristiche di costo e tecnico-produttive delle diverse tecnologie;
- La risorsa efficienza energetica: il risparmio energetico nell'edilizia;
- Le Energy Service Companies: le ESCO nel settore dell'edilizia.



## **8. I PIANI ENERGETICI LOCALI: IL CASO DEL COMUNE DI PIOVE DI SACCO**

Il modello di consumi energetici che ha sostenuto la crescita economica del ventesimo secolo, basato sull'offerta a basso costo di quantità sempre crescenti di energia, principalmente da combustibili fossili, ha mostrato tutti i suoi limiti nell'ultimo decennio.

La ricerca di modelli alternativi ha spinto l'interesse dei legislatori a vari livelli per le misure sul lato della domanda; in particolare, l'attenzione verso l'efficienza energetica ha subito un'accelerazione significativa a seguito di una concomitanza di fattori decisamente significativi:

- l'urgenza di affrontare la non sostenibilità sul piano ambientale del sistema energetico attuale;
- la crescita poderosa del prezzo dei combustibili fossili;
- la minaccia imminente sulla sicurezza degli approvvigionamenti energetici;
- il desiderio di stimolare l'innovazione in campo tecnologico da parte delle imprese europee, sempre più minacciate nei settori tecnologici tradizionali dalla concorrenza dei paesi emergenti con bassi costi di produzione.

Il persistere di questi elementi di criticità crea le condizioni per premiare chi sia virtuoso nell'attuare ed addirittura anticipare i nuovi requisiti normativi in campo energetico ed ambientale. Oltre ad un forte impatto positivo sull'ambiente, la migliore efficienza energetica concorre ad una politica energetica più sostenibile sul piano sociale, con una maggiore sicurezza degli approvvigionamenti ed una maggior efficienza economica complessiva, con ricadute positive soprattutto nel lungo periodo.

In particolare, la Direttiva Europea 2006/32/CE chiama le amministrazioni pubbliche ad assumere un ruolo esemplare nel contenimento dei consumi energetici. L'art. 5 recita *“Gli Stati membri assicurano che il settore pubblico svolga un ruolo esemplare nel contesto della presente Direttiva. A tal fine, essi comunicano efficientemente ai cittadini e/o alle imprese, secondo il caso, il ruolo esemplare e le azioni del settore pubblico. Gli Stati membri assicurano che il settore pubblico prenda una o più misure di miglioramento dell'efficienza energetica privilegiando quelle efficaci sotto il profilo costi-benefici che generano il maggior risparmio energetico nel minor lasso di tempo”*.

### **8.1. Il Piano Energetico del Comune di Piove di Sacco**

In questo contesto si inserisce l'esigenza di migliorare l'efficienza negli usi finali dell'energia nel Comune di Piove di Sacco, ricorrendo ad un'analisi approfondita che possa portare all'adozione di misure per il risparmio energetico, per il miglioramento dell'efficienza energetica e l'utilizzo delle fonti rinnovabili nell'ambito del territorio comunale.

La Direttiva Europea 2006/91/CE si prefigge il conseguimento di un obiettivo nazionale indicativo di risparmio energetico pari al 9% dei consumi totali entro il nono anno di applicazione della Direttiva stessa, tramite la promozione di misure di miglioramento dell'efficienza energetica, nel rispetto della crescita e della sostenibilità del mercato dei servizi energetici. Concretamente, rispetto ai 144 Mtep di consumo finale in Italia al 2004, l'impegno richiesto dalla Direttiva si traduce in una riduzione di consumo di circa 13 Mtep, un obiettivo ambizioso, ma assolutamente realizzabile.

L'idea di riferimento nella stesura del Piano Energetico è stata quella di fissare un target di riduzione dei consumi per anticipare il dettato comunitario mettendo in atto misure capaci di portare a risparmi dell'ordine del 10% al 2015. Tale scelta nasce dalla consapevolezza del valore delle iniziative in termini di incremento del beneficio netto per i cittadini, che otterranno vantaggi dalla riduzione dei costi correnti per l'energia maggiori dei costi in conto capitale sostenuti per il conseguimento della maggiore efficienza. Si sono identificate dunque una serie di misure prioritarie di semplice applicazione che possono portare al conseguimento del risparmio citato.

Il Comune di Piove di Sacco ha un consumo annuo di circa 42.200 tonnellate equivalenti di petrolio (tep), come illustrato in Tabella 58, e le misure identificate possono portare a riduzione di consumi dell'ordine delle 5.000 tep/anno.

Le modalità di utilizzo dell'energia nel Comune di Piove di Sacco sono sostanzialmente in linea con la media nazionale, mostrando valori di consumo uniformi a quelli della provincia di Padova e di altri comuni dell'Italia del Nord.

Consumi	Energia Elettrica	Gas Naturale	Gasolio	Benzina	G.P.L.	Totale
	tep	tep	tep	tep	tep	tep
<b>2003</b>	18.725	13.422	6.416	6.919	475	45.957
<b>2004</b>	18.876	11.124	6.432	6.273	485	43.190
<b>2005</b>	19.204	11.217	6.053	5.350	442	42.266

**Tabella 58: Bilancio energetico comunale complessivo per vettore**

La recente evoluzione normativa ha reso i Comuni soggetti attivi nella definizione delle linee di politica energetica, assegnando loro responsabilità importanti per la guida e l'indirizzo degli investimenti, delle regole, dell'uso finale dell'energia.

Il lavoro svolto si inserisce all'interno di una serie di idee/proposte dell'amministrazione mirate a individuare interventi specifici di utilizzo razionale dell'energia e definirne i percorsi gestionali per una concreta realizzazione.

Nell'attuazione di queste azioni si auspica un percorso partecipativo che veda protagonisti non solo il Comune, ma anche altri soggetti interessati presenti nel territorio comunale quali imprese, aziende di servizi, cittadini e tutti gli operatori che direttamente o indirettamente intervengono nel settore energia in ambito locale.

### **8.1.1. Le azioni intraprese dal Comune di Piove di Sacco per il miglioramento dell'efficienza energetica**

Il Comune si è già mosso con alcune iniziative che rispondono appieno alle indicazioni fornite dalla politica energetica europea:

1. Utilizzo di lampade ad alta efficienza negli impianti di illuminazione pubblica;
2. sostituzione di gruppi illuminanti e installazione di illuminazione di emergenza nelle scuole;
3. costruzione di un impianto fotovoltaico in un parcheggio comunale.

Il primo intervento soddisfa un criterio di economicità di investimento nella modalità di applicazione del risparmio energetico e di utilizzo di tecnologie avanzate negli impianti di illuminazione pubblica grazie alla sostituzione di 588 sorgenti luminose esistenti con altre ad altissima efficienza, con un risparmio annuo dell'ordine dei 19.000 euro.

Il secondo intervento persegue gli obiettivi di risparmio energetico, di qualità del servizio e di confort visivo, attraverso l'integrazione della luce naturale con la luce artificiale nelle scuole, con un sistema di controllo che regola l'intensità luminosa della luce artificiale in relazione del contributo offerto dalla luce naturale. Il risparmio totale annuo stimato sulla bolletta elettrica è di 4.000 euro.

Il terzo intervento è finalizzato alla produzione di energia fotovoltaica, con la realizzazione di una pensilina fotovoltaica di potenza nominale pari a 18,36 kWp, ripagata con i premi del "Conto Energia" nazionale. È previsto un quadro sinottico che evidenzierà in tempo reale lo stato dell'impianto in termini di potenza istantanea, energia prodotta all'avvio dell'esercizio di produzione e chilogrammi di anidride carbonica evitata per ricavare la stessa quantità di energia da altre fonti tradizionali.

L'aspetto interessante è che le iniziative per il miglioramento dell'efficienza porteranno ad una riduzione dei costi di gestione delle utenze comunali e saranno un volano importante per la diffusione di una corretta informazione per il pubblico sui temi della sostenibilità ambientale e dell'uso razionale dell'energia.

#### ***8.1.1.1. Le Azioni per il contenimento dei consumi del Comune***

Il Piano redatto evidenzia altre opportunità per migliorare la sostenibilità del sistema energetico comunale, individuando una serie di azioni possibili da parte della amministrazione per il contenimento dei consumi e la riduzione dei costi energetici. Tale miglioramento dell'uso dell'energia può essere conseguito lungo tre assi distinti:

- buoni contratti di acquisto dell'energia (energia elettrica, gas, gasolio),
- impianti efficienti per l'utilizzo dell'energia,
- buona gestione degli impianti.

Solo perseguendo il meglio lungo tutti e tre questi assi è possibile minimizzare i consumi di energia ed i relativi costi.

Il lavoro di analisi effettuato per la redazione del Piano Energetico ha mostrato come la situazione energetica sia tutto sommato buona, grazie ad investimenti che nel tempo hanno posto l'attenzione sul continuo miglioramento dei rendimenti delle apparecchiature utilizzatrici di energia. La rete di illuminazione pubblica, ad esempio, è in un buono stato complessivo, con un sistema di telecontrollo che consente una gestione efficiente di ciascun punto luce. Così anche la maggior parte degli impianti termici degli edifici ha un livello

tecnologico discreto e non si evidenziano situazioni particolarmente critiche. Ciononostante si sono individuati alcuni interventi interessanti sia sul piano energetico che economico.

Le misure identificate per migliorare l'utilizzo energetico sono sintetizzate nel Piano in una serie di schede sintetiche, distinguendo le azioni del Comune per i propri consumi dalle azioni per orientare i consumi di terzi, suggerendo anche una serie di misure possibili, ma di non immediata attuazione.

### ***Sostituzione delle caldaie a gasolio***

Ad oggi negli edifici comunali vi sono da 29 centrali termiche alimentate a gas e 13 centrali termiche con alimentazione a gasolio, di cui 12 con potenza superiore a 34,5 kW ed una con potenza inferiore, con un consumo di circa 100.000 litri l'anno. Un intervento di sostituzione di tutte le centrali termiche a gasolio consentirebbe un risparmio economico dell'ordine dei 40.000 Euro l'anno rispetto ad una spesa di 99.400 euro sostenuta nell'anno termico 2006-2007, con un ritorno degli investimenti molto interessante e una riduzione delle emissioni in atmosfera di anidride carbonica, polveri e ossidi di zolfo.

Un'alternativa possibile è l'installazione di caldaie a biomassa, più costose, ma con minori costi di combustibile, interessante anche in relazione agli impianti associati a reti di teleriscaldamento, come mostrato per le isole energetiche.

### ***Conversione a metano del parco autoveicoli***

Il parco veicolare del Comune è costituito da 30 veicoli a quattro ruote, di cui 14 sono vetture alimentate a benzina e una a gasolio. Vi sono anche due auto nuove alimentate a gas naturale, che rappresentano oggi la soluzione più vantaggiosa dal punto di vista economico per contenere le emissioni veicolari in ambito urbano.

La conversione a gas naturale delle auto a benzina riduce il costo chilometrico da 0,11 a 0,05 €/km, con riferimento a prezzi della benzina di 1,3 €/l e del gas naturale di 0,78 €/kg. Anche in termini di emissioni l'intervento è vantaggioso, con una riduzione delle emissioni di particolato, idrocarburi incombusti e anidride carbonica. Quest'ultima si riduce mediamente da 190 g/km a 140 g/km.

L'intervento di conversione a gas naturale delle 14 auto alimentate a benzina, con le percorrenze medie dell'ordine dei 7000 km l'anno consente dunque un risparmio di costi di

carburante dell'ordine di 6000 Euro totali (420 € a veicolo), a fronte di un costo di conversione di circa 1000 Euro a veicolo. L'investimento si ripaga così in 2 anni e mezzo.

La riduzione delle emissioni di anidride carbonica si stima dell'ordine delle 4,9 tonnellate l'anno, con riduzioni significative anche per l'ossido di carbonio e il particolato.

### ***Installazione di impianti solari termici e fotovoltaici***

La recente evoluzione normativa ha creato le condizioni per un'effettiva convenienza all'installazione di impianti solari sia per la produzione di acqua calda, con gli incentivi di tipo fiscale, sia per la produzione elettrica, con il Conto Energia del fotovoltaico.

Per il fotovoltaico l'aspetto interessante è che gli investimenti possono essere finanziati interamente dal debito bancario, remunerato dal premio del Conto Energia e dai minori costi di fornitura, consentendo da subito un risparmio sui costi di approvvigionamento dell'energia elettrica. Se il Comune ambisse ad anticipare gli impegni medi assunti a livello europeo per le fonti rinnovabili di energia potrebbe aspirare a coprire il 30% dei propri consumi elettrici con fonti rinnovabili. Ricorrendo al fotovoltaico ciò significa installare circa 550 kW di potenza fotovoltaica netta, con un investimento dell'ordine dei 3 milioni di Euro. Il tempo di ritorno dell'investimento è piuttosto lungo, dell'ordine degli 11 anni, ma la possibilità di accedere a mutui ventennali per la totalità dell'investimento consente di acquisire da subito un vantaggio economico.

#### ***8.1.1.2. Le Azioni per i consumi dei cittadini e le imprese***

##### ***Campagna di sensibilizzazione per gli usi efficienti dell'energia***

In molti casi gli sprechi di energia nell'ambiente domestico e terziario sono dovuti ad una scarsa informazione dei consumatori, soprattutto in relazione alle nuove tecnologie a disposizione ed alle prestazioni raggiungibili. A tal fine un'informativa costante, competente e mirata sugli usi finali efficienti da parte di un'istituzione credibile, ma vicina, può dare risultati tangibili anche in tempi ravvicinati. La messa a disposizione del pubblico di dati relativi agli effettivi risparmi energetici ed economici conseguibili con le lampade ad alta efficienza, con gli elettrodomestici migliori, con le caldaie ad alta efficienza possono guidare le scelte di investimento di molte famiglie e professionisti.

Una modalità altrettanto efficace per spingere le tecnologie efficienti comporta la stipula di accordi con i commercianti per la segnalazione dei prodotti energeticamente migliori che

rispondano a criteri prestabiliti dall'amministrazione, per condurre i cittadini ad acquisti informati.

### ***Redazione di un regolamento per l'efficienza energetica in edilizia***

Gli edifici assorbono una quota rilevante dell'energia consumata, che nel caso del comune di Piove di Sacco si può stimare comunque superiore al 20% del totale. È importante dunque migliorare l'efficienza d'uso dell'energia negli edifici per poter ridurre i costi complessivi. Il Piano mette in luce che l'adozione di standard di consumo in linea con quelli più esigenti in Italia, conseguibili con tecnologie commerciali, può portare a risparmi dell'ordine dei 7.250 tep/anno in considerazione delle nuove volumetrie previste per il settore residenziale e commerciale e delle ristrutturazioni, con tempi di ritorno dell'investimento inferiori ai 6 anni, senza contare le detrazioni di imposta concesse dalla legge finanziaria 2007.

Il Comune sta valutando l'opportunità di dotarsi di un regolamento per l'efficienza energetica che ponga grande enfasi sulle scelte progettuali, i materiali, gli impianti energetici, in considerazione del fatto che le scelte operate nella fase di costruzione vincolano le modalità di utilizzo dell'energia per molti anni, rappresentando un'occasione di importanza primaria per il miglioramento dell'efficienza di lungo periodo.

### ***Promozione delle pompe di calore geotermiche***

Tra le diverse soluzioni per ridurre il consumo di combustibili fossili negli edifici, negli ultimi anni si è andata consolidando la tecnologia per l'uso del terreno come fonte di calore per la produzione di caldo e freddo con l'utilizzo di pompe di calore. I costi di gestione di tali apparecchiature sono decisamente inferiori rispetto alle alternative. L'uso dell'acqua di falda può portare a risparmi anche maggiori, grazie al miglior scambio termico tra l'aria e l'acqua. Per favorire la diffusione della tecnologia il Piano suggerisce di non creare complessità autorizzative per l'utilizzo dell'acqua di falda per queste finalità quando essa venga poi reiniettata.

#### ***8.1.1.3. Misure ulteriori***

Vi sono infine una serie di misure desiderabili ed utili al fine del contenimento dei consumi energetici e della riduzione delle emissioni in atmosfera che richiedono un impegno maggiore da parte dell'Amministrazione e possono essere attuate solo a fronte di una destinazione di risorse adeguate.

- *realizzazione di reti teleriscaldamento nelle nuove urbanizzazioni*,  
si possono ottenere incrementi di efficienza significativi dalla realizzazione di impianti di distribuzione del calore, favorendo la realizzazione di reti di teleriscaldamento ove vi sia una domanda termica significativa, soprattutto nelle aree di nuova urbanizzazione;
- *incentivi alla “rottamazione delle caldaie a gasolio”*,  
con l’esonero temporanea dalla fiscalità comunale sull’edificio;
- *controlli sull’efficienza degli usi elettrici nelle imprese*,  
ad esempio sui prelievi di energia reattiva, o sull’efficienza dei motori, tramite un servizio ad hoc per il miglioramento degli usi energetici delle imprese;
- *audit e qualificazione energetica degli edifici*,  
per favorire la diffusione delle buone pratiche energetiche in edilizia si pensa a mettere a disposizione dei cittadini e delle imprese di costruzione gli strumenti per la valutazione della qualità energetica degli edifici in forma gratuita, anche prima dell’approvazione della norma a livello nazionale;
- *utilizzo di regolazione elettronica per i carichi termici negli edifici comunali*,  
l’adozione di tecnologie di controllo sui carichi termici degli edifici porta mediamente a riduzione dei consumi superiori al 15%, con costi molto modesti grazie alla possibilità di adottare la comunicazione senza fili. Un piano per il telecontrollo termico degli edifici ha tempi di ritorno molto brevi;
- *coinvolgimento dei grandi utilizzatori di energia presenti nel territorio*,  
al fine di migliorare l’utilizzo dell’energia sarebbe auspicabile integrare i grandi carichi energetici presenti nel territorio (ospedale, impianti sportivi, centri commerciali) in iniziative comuni di produzione combinata di energia termica ed elettrica, al fine di conseguire economie importanti nei costi di gestione.
- *organizzazione di corsi di formazione sulle fonti rinnovabili di energia e l’efficienza energetica*, per favorire la conoscenza delle nuove tecnologie tra gli installatori (elettricisti e idraulici) in collaborazione con le associazioni di categoria. Tale progetto può essere finanziato da fondi europei o altri soggetti e potrebbe portare al rilascio di un “patentino” di “Partner del programma comunale sull’efficienza energetica”, premiando ed incentivando la partecipazione.
- *Redazione di un “codice deontologico”*, rivolto ai dipendenti pubblici e ai fornitori del Comune, al fine di segnalare i comportamenti efficienti e le specifiche tecniche richieste nelle forniture secondo i principi del Green Procurement.

In Tabella 59 si riporta la sintesi delle misure analizzate e proposte come fattibili sul piano tecnico ed economico. Come si vede, le azioni riescono a conciliare il vantaggio energetico ed ambientale con il vantaggio economico, con un risparmio complessivo di circa 5.000 tep/anno.

<b>Misura</b>	<b>Risparmio conseguibile (€/anno)</b>	<b>Risparmio conseguibile (tep/anno)</b>	<b>Costo (€)</b>	<b>Tempo di ritorno dell'investimento (anni)</b>
<i>Sostituzione caldaie a gasolio</i>	40.000	44	Circa 140.000	4 (senza incentivi)
<i>Conversione a metano del parco autoveicoli</i>	5.800	10	14.000	2,6
<i>Installazione di 550 kW fotovoltaici</i>	380.000	630	3.000.000	11
<i>Redazione di un regolamento per l'efficienza energetica in edilizia</i>	2.600.000	4.300	Circa 5% di incremento dei costi di costruzione	5,5 (in media)

**Tabella 59: Sintesi delle misure proposte e del loro impatto economico**

## **9. IL FOTOVOLTAICO IN ITALIA**

Il mercato fotovoltaico italiano, che per molto tempo non é cresciuto ai ritmi registrati in alcuni paesi, come Germania, Giappone, Stati Uniti e Spagna, sta oggi finalmente emergendo e si presenta come promettente e strategico per investitori e produttori direttamente coinvolti nel settore.

Con la delibera dell'AEEG n. 90 del 19 febbraio 2007 sono state definite le regole che hanno consentito l'avvio del nuovo "Conto Energia", il cui maggior successo è stato l'abbattimento del limite annuale precedentemente fissato a 85 MWp di potenza installabile.

Il Decreto che ha dato inizio a questo sistema di incentivazione è datato 28 luglio 2005. La prima fase del Conto Energia, il cosiddetto "vecchio Conto Energia" è stata caratterizzata principalmente da due gravi limiti: una potenza massima ammissibile all'incentivazione di 85 MWp/anno e un'eccessiva burocratizzazione, che ha anche prodotto situazioni di speculazione specialmente per gli impianti di grande taglia. Nonostante ciò, i risultati ottenuti sono significativi del grande interesse delle aziende e dei cittadini verso questo nuovo mercato, tanto che le domande ricevute sono state nettamente superiori alle aspettative e, soprattutto, alla potenza massima incentivabile. Alla fine del 2008 con il vecchio Conto Energia (DM 28/07/2005 e DM 06/02/2006) risultano messi in esercizio 5.086 impianti per una potenza di 117.388 kWp.

Il 19 febbraio 2007 il fotovoltaico in Italia ha beneficiato dell'emanazione del nuovo Decreto del Conto Energia, il cosiddetto "nuovo Conto Energia". Si riporta di seguito un descrizione di questo meccanismo di incentivazione attualmente in vigore in Italia per promuovere la produzione di energia elettrica da impianti fotovoltaici..

### **9.1. Il Conto Energia**

Il 19 febbraio 2007, i Ministeri dello Sviluppo Economico (MSE) e dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare (MATTM), hanno emesso un nuovo decreto ministeriale che ha introdotto radicali modifiche e semplificazioni allo schema originario.

Il nuovo D.M. 19/02/07 pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale del 23/02/2007, è subentrato ai precedenti D.M. del 28/07/2005 e del 6/02/2006 in materia di incentivazione dell'energia

fotovoltaica. Il decreto è diventato operativo solo dopo la pubblicazione della delibera dell’Autorità per l’Energia Elettrica e il Gas (AEEG [www.autorita.energia.it](http://www.autorita.energia.it)) n. 90/07, avvenuta il 13/04/07, che ha definito le condizioni e le modalità per l’erogazione delle tariffe incentivanti.

Le modifiche più significative, rispetto alla precedente disciplina, riguardano:

- l’abolizione della fase istruttoria preliminare all’ammissione alle tariffe incentivanti; in base al nuovo decreto, infatti, la richiesta di incentivo deve essere inviata al Gestore dei Servizi Elettrici (GSE [www.gsel.it](http://www.gsel.it)) solo dopo l’entrata in esercizio degli impianti fotovoltaici;
- l’abolizione del limite annuo di potenza incentivabile, sostituito da un limite massimo cumulato della potenza incentivabile;
- una maggiore articolazione delle tariffe, con l’intento di favorire le applicazioni di piccola taglia architettonicamente integrate in strutture o edifici;
- l’introduzione di un premio per impianti fotovoltaici abbinati all’uso efficiente dell’energia.
- Il nuovo DM supera inoltre due vincoli tecnici dei precedenti decreti:
  - il limite di 1.000 kW, quale potenza massima incentivabile per un singolo impianto;
  - le limitazioni all’utilizzo della tecnologia fotovoltaica a film sottile, molto utilizzata nell’ambito dell’integrazione architettonica.

Il Conto Energia prevede l’erogazione di un corrispettivo commisurato all’elettricità prodotta dagli impianti fotovoltaici collegati alla rete di potenza maggiore a 1 kW, sulla base di tariffe incentivanti che variano a seconda della taglia e della tipologia di impianto (livello di integrazione).

### **9.1.1. Le tariffe incentivanti**

Nel decreto vengono definite 3 tipologie di impianto:

#### *1) Impianti fotovoltaici “non integrati”*

Quando i moduli sono installati:

- a terra;

- in modo non complanare alle superfici su cui sono fissati, sia che si tratti di elementi di arredo urbano e viario (\*), che di tetti (solo nel caso di tetti a falda) o facciate di edifici.

(\*) incluse barriere acustiche, pensiline, pergole, tettoie. Sono qui comprese anche le coperture parcheggi, i lampioni (sempre in connessione a rete, quindi senza batterie), i sistemi a inseguimento installati a terra.

### 2) Impianti fotovoltaici “parzialmente integrati”

Quando i moduli, non sostituendo i materiali che costituiscono le superfici di appoggio, sono installati:

- su tetti piani e terrazze di edifici e fabbricati (1);
- in modo complanare:
  - alle superfici degli edifici su cui sono fissati (tetti a falda, coperture, facciate, balaustre, parapetti);
  - agli elementi di arredo urbano e viario (2).

(1) anche su file parallele coi moduli inclinati e quindi non complanari al tetto. Se c'è una balaustra intorno al tetto più alta di 50 cm, i moduli devono essere installati con un'inclinazione tale che la quota corrispondente alla metà dell'altezza dei moduli non superi l'altezza della balaustra

(2) coperture parcheggi, fermate autobus, lampioni fotovoltaici (senza accumulatori)

### 3) Impianti fotovoltaici “con integrazione architettonica”

Quando i moduli:

- sostituiscono i materiali di rivestimento di tetti, coperture, facciate di edifici e fabbricati, avendo quindi la stessa inclinazione e funzionalità architettonica;
- costituiscono la struttura di copertura di pensiline, pergole e tettoie;
- sostituiscono la parte trasparente o semi trasparente di facciate o lucernari, garantendo l'illuminamento naturale degli ambienti interni all'edificio;
- sostituiscono parte dei pannelli fonoassorbenti delle barriere acustiche;
- costituiscono la parte esposta al sole delle parti riflettenti inserite in elementi d'illuminazione (lampioni stradali con fari esposti verso superfici riflettenti);

- costituiscono dei frangisole;
- sostituiscono gli elementi di rivestimento e copertura di balaustre e parapetti;
- sostituiscono o integrano i vetri di finestre;
- costituiscono gli elementi strutturali di persiane;
- costituiscono rivestimento o copertura aderente alle superfici descritte nelle tipologie precedenti.

In funzione della taglia dell'impianto e delle caratteristiche di integrazione architettonica, il soggetto attuatore GSE eroga diversi livelli di tariffe incentivanti. I valori riportati in Tabella 60 si applicano agli impianti entrati in esercizio dopo il 13 aprile 2008 ed entro il 31 dicembre 2008. Le tariffe incentivanti saranno erogate per 20 anni e rimarranno costanti nel medesimo periodo, senza aggiornamenti coi tassi d'inflazione.

Taglia dell'impianto	Impianto non integrato	Impianto parzialmente integrato	Impianto con integrazione architettonica
fino a 3 kW	0,40 €/kWh	0,44 €/kWh	0,49 €/kWh
da 3 a 20 kW	0,38 €/kWh	0,42 €/kWh	0,46 €/kWh
oltre 20 kW	0,36 €/kWh	0,40 €/kWh	0,44 €/kWh

**Tabella 60: Tariffe incentivanti previste dal conto energia**

Per gli impianti che entreranno in esercizio dal 1° gennaio 2009 al 31 dicembre 2010, i valori indicati in Tabella 60 saranno decurtati del 2 % per ciascuno degli anni di calendario successivi al 2008, rimanendo poi costanti per il periodo di venti anni di erogazione dell'incentivo. MSE e MATTM ridefiniranno con successivi decreti le tariffe incentivanti per gli impianti che entreranno in esercizio negli anni successivi al 2010.

### **9.1.2. Maggiorazioni delle tariffe incentivanti**

Il decreto prevede una maggiorazioni del 5 % da applicare alle tariffe incentivanti valide per le applicazioni specifiche di seguito elencate:

- in caso di impianti fotovoltaici non integrati architettonicamente, di taglia > 3 kW , se la maggior parte dell'energia elettrica prodotta, almeno il 70 %, è consumata dall'utenza a cui è intestato l'impianto (auto-produttori ai sensi dell'art. 2 del D.Lgs n. 79 del 16 marzo 1999);
- per impianti il cui soggetto responsabile è una scuola pubblica/paritaria o una struttura sanitaria pubblica;

- per impianti integrati dal punto di vista architettonico in edifici, fabbricati, strutture edilizie di destinazione agricola in sostituzione di coperture in eternit o contenenti amianto;
- per impianti i cui soggetti responsabili siano enti locali con popolazione residente inferiore a 5.000 abitanti come risultante dall'ultimo censimento ISTAT.

Tali maggiorazioni non sono tra loro cumulabili.

### **9.1.3. Premi per impianti abbinati ad uso efficiente dell'energia**

Il premio spetta agli impianti fotovoltaici fino a 20 kW, operanti in regime di scambio sul posto, che alimentano utenze di unità immobiliari o edifici, come definiti dall'art.2, comma 1 del D.Lgs 192/05 e successive modificazioni e integrazioni D.Lgs 311/06.

Si distinguono 2 casi:

#### *1 - Edifici esistenti oggetto di opere di miglioramento delle prestazioni energetiche*

Al fine di ricevere tale premio, il cliente finale che installerà l'impianto fotovoltaico deve:

- ottenere un attestato di qualificazione energetica (\*) per l'edificio su cui è già installato o s'intende installare l'impianto fotovoltaico, specificando gli interventi in grado di ridurre i consumi dell'edificio;
- dopo che l'impianto fotovoltaico è entrato in esercizio, effettuare degli interventi che conseguano una riduzione certificata di almeno il 10 % dell'indice di prestazione energetica (cioè del fabbisogno specifico di energia primaria per la climatizzazione invernale e la produzione di acqua calda ) rispetto allo stesso indice individuato nella certificazione/qualificazione energetica iniziale. Una seconda certificazione energetica attesterà tali risultati;
- inviare al GSE entrambe le certificazioni (riferite a prima e dopo l'intervento) per chiedere il premio, che verrà conteggiato a partire dall'anno solare successivo alla data di ricevimento della domanda.

Il premio consiste nella maggiorazione della tariffa incentivante pari a una percentuale equivalente alla metà del risparmio energetico percentuale ottenuto grazie agli interventi eseguiti. Tale premio non può comunque superare il 30 %.

Al fine di ottimizzare la pianificazione dei lavori, nel caso in cui gli interventi di miglioramento dell'efficienza energetica dell'edificio interessino le superfici strutturali su cui è installato l'impianto fotovoltaico, è consentito che l'esecuzione degli interventi medesimi e la realizzazione dell'impianto possano avvenire contemporaneamente. In ogni caso, gli interventi di efficienza energetica non devono essere stati eseguiti precedentemente alla realizzazione dell'impianto.

(\*) verrà sostituito dall'attestato di certificazione energetica dall'entrata in vigore delle Linee guida nazionali per la certificazione energetica degli edifici così come previsto dal D.Lgs 192/05 e 311/06 che recepisce la Direttiva Europea EPBD 2002/91/CE.

## *2 - Edifici di nuova costruzione*

In questo caso il premio è riconosciuto qualora gli edifici di nuova costruzione ottengano, sulla base di un'adeguata certificazione/qualificazione, un indice di prestazione energetica inferiore di almeno il 50 % rispetto ai valori dell'allegato C, comma 1, tabella 1, del D.Lgs 192/05 e successive modificazioni e integrazioni D.Lgs 311/06. L'indice di prestazione energetica fa riferimento al fabbisogno specifico di energia primaria per la sola climatizzazione invernale.

Il premio consiste in una maggiorazione percentuale del 30 % della tariffa incentivante e decorre dall'anno solare successivo alla data di ricevimento della richiesta.

La tariffa incentivante maggiorata è riconosciuta per tutto il periodo residuo dell'incentivazione.

### **9.1.4. Non cumulabilità dell'incentivazione in Conto Energia**

Non è possibile usufruire dell'incentivo e del premio nel caso in cui siano stati concessi incentivi pubblici in conto capitale e/o in conto interessi eccedenti il 20 % del costo dell'investimento (fanno eccezione le scuole pubbliche e le strutture sanitarie pubbliche).

Non è possibile cumulare la tariffa incentivante ed il premio con:

- i certificati verdi;
- i titoli di efficienza energetica.

### **9.1.5. Valorizzazione dell'energia prodotta dall'impianto**

In aggiunta all'incentivo, che costituisce la fonte di ricavo principale per il soggetto responsabile poiché comporta l'erogazione di un incentivo proporzionale alla produzione di energia elettrica, il proprietario dell'impianto può contare su un ulteriore vantaggio economico, utilizzando l'energia prodotta per:

1. i propri autoconsumi (parziali o anche totali);
2. lo scambio sul posto con la rete elettrica (per i soli impianti a fonte rinnovabile di potenza fino a 20 kW, sebbene sia in previsione il decreto attuativo alla Legge Finanziaria 2008 per l'estensione a 200 kW);
3. la cessione in rete.

#### **9.1.5.1. Autoconsumo dell'energia**

L'autoconsumo dell'energia prodotta costituisce una fonte di ricavo implicita, nel senso che costituisce un risparmio (riduzione della bolletta elettrica) in quanto consente di non acquistare dalla rete l'energia elettrica nella misura corrispondente all'energia auto consumata (quella prodotta dall'impianto fotovoltaico e immediatamente consumata nello stesso istante).

#### **9.1.5.2. Scambio sul posto**

Con riferimento alla recente Delibera ARG/elt 74/08, il cliente finale che installa l'impianto di generazione e sceglie di operare in regime di scambio sul posto riceve da parte del Gestore dei Servizi Elettrici (GSE) una remunerazione economica sia della quota energia dell'energia immessa in rete sia delle corrispettive quote variabili, al fine di conseguire una compensazione economica tra i valori di potenza immessa nella rete e di potenza prelevata dalla rete.

Alla fine di ciascun anno solare, GSE esegue il conguaglio economico fra produzione e consumi secondo le regole contenute nel documento "SSP – Regole tecniche" riportato nel sito [www.gsel.it](http://www.gsel.it). L'eventuale saldo economico maturato costituisce credito spendibile negli anni successivi secondo le formulazioni riportate nello stesso documento.

### 9.1.5.3. Cessione in rete

Il cliente finale, qualora rinunci alla disciplina dello scambio sul posto o non possa accedervi (impianti con potenza maggiore di 20 kWp), può cedere in rete l'energia non consumata in loco secondo due modalità.

#### *Vendita "indiretta" ai sensi della delibera AEEG n. 280/07*

Ai sensi della delibera AEEG n. 280/07, il soggetto che acquista l'energia immessa nella rete è il GSE indipendentemente dalla rete alla quale è connesso l'impianto. Il produttore che intenda aderire al regime di ritiro dedicato è tenuto a proporre istanza e sottoscrivere una convenzione con il GSE.

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

Per gli impianti di potenza attiva nominale fino a 1 MW sono stati definiti prezzi minimi garantiti (articolo 7, comma 1, delibera 280/07) aggiornati periodicamente dall'AEEG.

I prezzi minimi garantiti, richiesti dal produttore alla presentazione della istanza, vengono riconosciuti dal GSE limitatamente ai primi 2 milioni di kWh di energia elettrica immessa su base annua. Nel caso in cui al termine di ciascun anno solare la valorizzazione a prezzi minimi garantiti dovesse risultare inferiore a quella ottenibile a prezzi di mercato, il GSE riconoscerà al produttore il relativo conguaglio. Si evidenzia che questo tipo di vendita "indiretta" dell'energia prodotta ed immessa in rete dall'impianto è, di norma, quello consigliabile per le produzioni caratteristiche degli impianti fotovoltaici sia per la semplicità gestionale che per la maggiore redditività dei prezzi minimi garantiti dalla delibera 280/07 rispetto ai prezzi di mercato.

In Tabella 61 sono riportati i prezzi minimi garantiti per l'anno 2008.

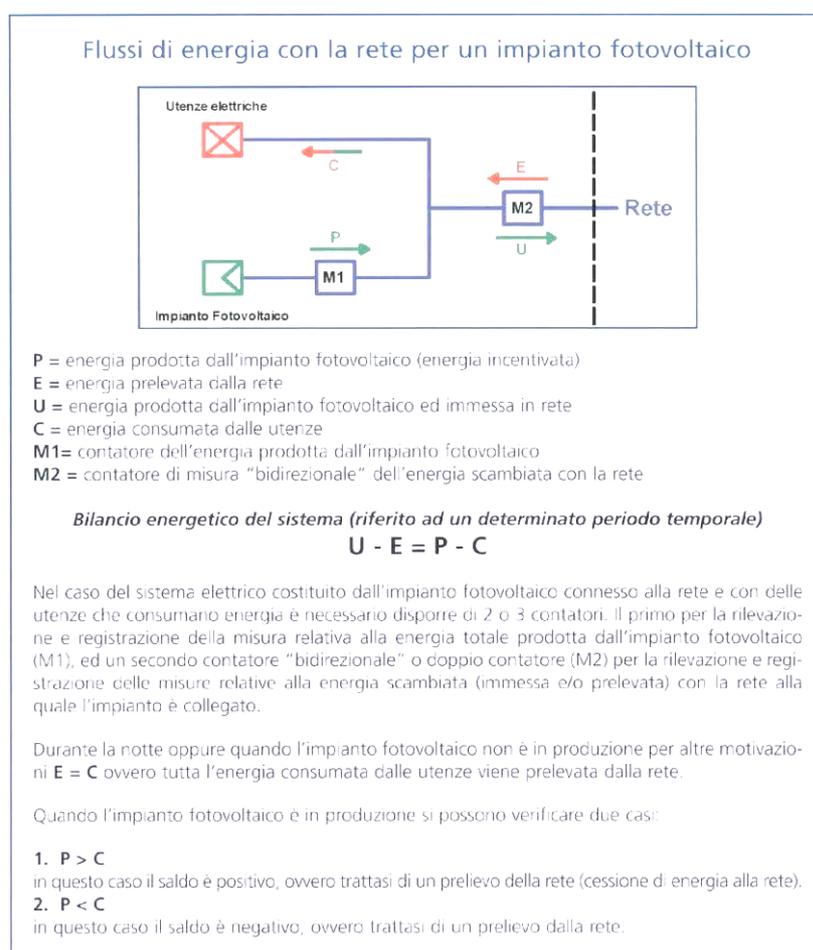
Energia ritirata annualmente dal GSE [kWh]	Prezzi minimi garantiti [€/kWh]
fino a 500.000	0,098
da 500.000 a 1.000.000	0,0826
da 1.000.000 a 2.000.000	0,0722

**Tabella 61: Tariffe di vendita dell'energia fissate dall'AEEG**

### ***Vendita “diretta” attraverso la vendita in borsa o la vendita ad un grossista***

Si evidenzia che questo tipo di vendita “diretta” è, di norma, utilizzato per poter vendere sul mercato le produzioni di energia provenienti da impianti produttivi di grande taglia (non consigliabile quindi per gli impianti fotovoltaici sia per la sua complessità sia per la sua onerosità).

Per concludere questa breve premessa relativa al sistema di incentivazione del fotovoltaico si riporta la figura sottostante che evidenzia i flussi di energia elettrica scambiata con la rete nel caso di un impianto fotovoltaico connesso alla rete e con delle utenze elettriche che consumano energia.



**Figura 32: Flussi di energia con la rete per un impianto fotovoltaico**

### **9.1.6. Procedura di accesso alle tariffe incentivanti**

Al fine di beneficiare delle tariffe incentivanti, il titolare dell'impianto deve:

- inoltrare al gestore di rete (il distributore locale di energia elettrica) il progetto preliminare dell'impianto richiedendo la connessione alla rete; se l'impianto in

questione ha una potenza compresa tra 1 e 20 kWp, occorre precisare esplicitamente se ci si vuole avvalere del servizio di “scambio sul posto” per l’energia elettrica prodotta;

- a impianto ultimato, si trasmette al gestore di rete la comunicazione di fine lavori e gli altri documenti previsti dalla Direttiva Enel DK5940 ed. 2.2. aprile 2007;
- entro 60 giorni dalla data di entrata in esercizio dell’impianto si deve inoltrare al GSE:
  - la richiesta di concessione della tariffa incentivante;
  - la documentazione finale di entrata in esercizio (come da Allegato 4 del Decreto);
- Il GSE, entro 60 giorni dalla data di ricevimento della richiesta di accesso alla tariffa incentivante, comunica al titolare dell’impianto (“soggetto responsabile”) la tariffa riconosciuta.

## **9.2. Le ragioni de Conto Energia e l’ottimizzazione dell’investimento: sviluppo di un modello originale di analisi tecnico-economico-finanziario-fiscale**

Il modello di calcolo predisposto per l’analisi degli investimenti in impianti fotovoltaici é composto da una serie di fogli di riferimento, di ipotesi e di calcolo, tra loro interrelati, che convergono poi in fogli di sintesi. Qui vengono riassunti i dati fondamentali di interesse per l’analisi dell’investimento specifico per i vari casi analizzati sotto forma di tabelle e di grafici, al fine di facilitare la lettura dei risultati anche da parte di chi non sia familiare con l’architettura del modello stesso. Si tratta di uno strumento per supportare o valutare le scelte degli investitori nel settore fotovoltaico. Il modello é composto da una serie di fogli di calcolo che possono essere sostanzialmente suddivisi in quattro gruppi:

- I *fogli di riferimento*, in cui vengono riportati alcuni dati di base che sono utili per i calcoli; questi fogli non sono tuttavia collegati ai fogli di calcolo ma vengono utilizzati in quanto contengono valori appunto “di riferimento” che possono essere utilizzati nei calcoli;
- Il *foglio ipotesi*, che contiene tutti gli input necessari ai calcoli che verranno elaborati nei fogli di calcolo;

- I *fogli di calcolo*, contenenti le formule di calcolo in cui vengono elaborati i calcoli con i dati di input che sono stati inseriti nel foglio ipotesi e che consentono di elaborare gli indici di valutazione dell'investimento;
- I *fogli di risultati*, in cui si riassumono i risultati del calcolo.

Si procede di seguito con alcune indicazioni di carattere generale relative all'analisi di questa tipologia di investimenti e quindi alla spiegazione del contenuto dettagliato dei fogli di lavoro.

### **9.2.1. Ipotesi di base**

Di seguito sono riportate le principali ipotesi utilizzate nell'analisi tecnico-economica dell'investimento. Si sono rappresentati i casi più generali possibile, nella consapevolezza che non si tratta di investimenti standardizzabili; si tratta infatti dei casi estremi che forniscono il riferimento per la scelta ottimale, che potrà poi eventualmente essere analizzata con maggiore dettaglio.

Il foglio di calcolo contiene, nel foglio "ipotesi" degli "switch" che permettono di analizzare due diverse casistiche: sia l'ipotesi che l'investimento sia condotto dal soggetto responsabile (per esempio un'azienda sul cui tetto verrà installato l'impianto) e risulti quindi come un investimento/asset anche nei libri contabili dell'azienda stessa, sia l'ipotesi della creazione di una società di scopo (NewCo.) per l'investimento e la successiva gestione dell'impianto stesso. Nel caso di investimento da parte dell'azienda è possibile, in taluni casi, ipotizzare che le perdite fiscali dell'impianto vadano ad influire positivamente sul bilancio aziendale.

Nell'elaborazione degli scenari sono state fatte le seguenti ipotesi:

- Le valutazioni economiche sono effettuate su un *periodo di 20 anni*, pur consapevoli che la vita tecnologica del campo fotovoltaico è maggiore, verosimilmente dell'ordine dei 30 anni. Nonostante ciò non si è tenuto conto di un valore a fine vita dell'impianto;
- Nella definizione dei rendimenti dei moduli si è tenuto conto di un *parziale degrado prestazionale* nel corso della loro durata di vita (25 anni);
- Gli scenari di funzionamento dell'impianto fotovoltaico generalmente sono elaborati nell'ipotesi di *assenza di ombreggiamenti sistematici* nell'area interessata

dall'installazione fotovoltaica (si tratta di valutazioni che richiedono un sopralluogo tecnico alla sede dell'impianto);

- In via cautelativa per questa tipologia impiantistica si ipotizza la completa *sostituzione del parco inverter* al 13° anno dall'entrata in servizio dell'impianto; si tratta di un'ipotesi fortemente cautelativa in quanto tali dispositivi possono avere una durata di vita maggiore qualora siano ottimamente dimensionati e protetti; inoltre, in caso di installazione di più convertitori indipendenti, la sostituzione può riguardare solo alcuni di essi e in momenti differiti nel tempo. In alternativa, sarà possibile valutare l'opportunità di assicurare il dispositivo di conversione statica per l'intera vita utile dell'impianto, ma con risultati economici simili, secondo quanto verificato:
  - In prima approssimazione si ipotizza, generalmente, un ammortamento del costo dell'inverter su 20 anni con una "rata" annuale calcolata al tasso di sconto del 4%, con una modalità assicurativa attualmente disponibile;
- Il *trattamento fiscale* dell'investimento in impianti fotovoltaici è regolamentato dall'articolo 9.3 della circolare n. 46/E dell'Agenzia delle Entrate del 19 luglio 2007 "Articolo 7, comma 2 del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387 – Disciplina fiscale degli incentivi per gli impianti fotovoltaici";
- La *tassazione* è calcolata come previsto dalla normativa. Per l'anno 2008 si considera una tassazione dell'utile di impresa pari al 37,25% (IRES 33%, IRAP 4,25% per la Regione Veneto);
- Sempre in materia fiscale, nel calcolo della *detraibilità fiscale degli interessi passivi* si considera il limite legale al riporto delle perdite fiscali agli anni successivi a quello in cui si materializzano come previsto dalla normativa vigente;
- Si ipotizza un costo annuo per il *contatore* e il *servizio di misura* prestato da ENEL;
- Si ipotizza generalmente che la *manutenzione* dell'impianto venga affidata a terzi. Nel caso di utilizzo di personale non esterno, tali costi potrebbero essere ridotti (in particolare i costi per la pulizia delle superfici dei moduli);
- Generalmente per questo tipo di investimenti si ipotizza una *quota assicurativa* "all risks" contro danneggiamenti atmosferici e/o vandalici, con polizza annuale, richiesta a copertura dell'eventuale finanziamento bancario e a garanzia della

producibilità dell'impianto, per una durata di 20 anni. La quota assicurativa viene generalmente mantenuta di importo equivalente anche nel caso di finanziamento con capitale proprio in quanto si ritiene comunque opportuno assicurare l'impianto al fine di evitare perdite economiche nel caso di mancata produzione dovuta a danni che possano trovare copertura assicurativa.

- Nel caso di finanziamento tramite leasing si ipotizza una durata pari a quella stabilita dalla normativa vigente;
- Generalmente, le indicazioni di prezzo degli impianti non comprendono:
  - *Imposta sul Valore Aggiunto (IVA)*: tale scelta si giustifica in quanto il recupero dell'IVA sul costo di acquisto dell'impianto può essere effettuato nel primo anno di operatività da altre attività del Committente o come rimborso dall'ufficio IVA competente. L'IVA sulla vendita dell'elettricità generalmente non viene stata computata in quanto dovrà essere versata all'ufficio IVA nello stesso anno. Nel caso di investimento da parte di una nuova società di progetto l'IVA sul costo dell'impianto potrebbe essere ripagata con il capitale sociale fino al rimborso. Si tenga presente che diverso è il caso di un investimento da parte di una famiglia per esempio, nel qual caso, generalmente, l'IVA risulta non recuperabile e dovrà essere computata come un semplice costo;
  - *Costo relativo alla Valutazione di Impatto Ambientale (VIA)*: Poiché la necessità dello svolgimento della procedura di Valutazione di Impatto Ambientale per le tipologie progettuali di cui all'allegato C4 della Legge regionale 26 marzo 1999, n. 10 (nel caso specifico della Regione Veneto) è definita dall'autorità competente dopo la presentazione del progetto preliminare, tale procedura di Valutazione di Impatto Ambientale rimane generalmente esclusa dalle valutazioni.
  - Gli scenari di funzionamento dell'impianto fotovoltaico sono generalmente elaborati alla luce delle valutazioni condotte in merito alle problematiche di *ombreggiamento* sistematico riscontrate nell'area interessata dall'installazione fotovoltaica ed emerse a seguito della analisi del materiale che potrà essere fornito dall'investitore;
- I dati relativi all'insolazione possono essere dedotti da pubblicazione ufficiali ENEA, UNI e IQBAL e PVGIS;

**Il caso in esame:**

In particolare, nell'illustrare i vari fogli di ipotesi, di calcolo e di risultati, si fa riferimento al caso dell'installazione di un impianto parzialmente integrato sul tetto di uno stabilimento industriale sito nella provincia di Treviso, di taglia pari a 350kWp, composto da moduli in silicio policristallino. La taglia e il posizionamento ottimale dei moduli sulla copertura sono stati definiti al fine di evitare le problematiche di ombreggiamento sistematico sulla superficie captante dei pannelli stessi. Si ipotizza che i moduli siano disposti in modo complanare sulla superficie degli shed esistenti sul tetto.

La definizione della scelta ottimale del pannello fotovoltaico deriva da una analisi delle problematiche di ombreggiamento riscontrabili nel sito di installazione e derivanti dalla presenza degli shed contigui. Al fine di ridurre le perdite di producibilità per effetto di ombreggiamento sistematico, si è scelto di adottare un angolo massimo di ombreggiamento lungo la direzione di falda pari a 15°. Tale ipotesi comporta una perdita di producibilità annua per ombreggiamento sistematico pari al 1,5%, calcolate cautelativamente sul bordo inferiore del modulo fotovoltaico.

Di conseguenza, considerando i dati di radiazione media mensile incidente sul piano inclinato degli shed esistenti (disponibili per la specifica località dai database Enea Solterm, UNI 8477 e IQBAL), e considerando cautelativamente un rendimento di impianto fotovoltaico pari al 80%, sono state quantificate il numero di ore equivalenti di funzionamento (equivalente alla producibilità annua unitaria) pari a 1132 h/anno (1132 kWh/kWp). In via cautelativa si è posto coefficiente di riflessione del suolo nullo.

Per ciascuno dei casi in esame è stata valutata sia l'ipotesi che l'investimento sia effettuato dalla società committente (il "soggetto responsabile" dell'impianto) sia l'ipotesi della creazione di una società di scopo (NewCo) per la gestione dell'impianto stesso. Nel caso di investimento da parte del soggetto responsabile si è ipotizzato che le eventuali perdite fiscali dell'impianto vadano ad influire positivamente sul bilancio della società stessa in termine di riduzione dell'imponibile ai fini della tassazione.

Per ognuna delle soluzioni proposte, sono state valutate le seguenti modalità di reperimento delle risorse finanziarie per l'investimento:

- Finanziamento al 100% tramite capitale proprio (analisi di progetto);
- Finanziamento al 100% tramite mutuo bancario ;
- Finanziamento al 100% tramite leasing.

Le valutazioni economiche sono effettuate su un periodo di 20 anni, pur consapevoli che la vita tecnologica del campo fotovoltaico è maggiore, verosimilmente dell'ordine dei 30 anni. Nonostante ciò non si è tenuto conto di un valore a fine vita dell'impianto.

Gli scenari sviluppati sono da intendersi come "indicativi". Si tratta infatti dei casi estremi che forniscono il riferimento per la scelta ottimale, che verrà analizzata con maggiore dettaglio. Il margine di incertezza che si può garantire è del  $\pm 5\%$ .

### **9.2.2. Fogli di riferimento**

I fogli di riferimento sono i seguenti:

- foglio radiazione solare incidente;
- foglio tariffe incentivanti;
- foglio costi di manutenzione e assicurazione;
- foglio calcolo superficie orizzontale occupata.

In questi fogli sono raccolti alcuni dati utili al fine della definizione degli input che possono essere utilizzati poi nel foglio ipotesi. Si sottolinea nuovamente come questi fogli non siano direttamente correlati al foglio ipotesi in quanto utilizzati solo come "riferimenti". Per esempio, la tariffa incentivante presente nel foglio di riferimento "tariffe incentivanti" può variare per eventuali maggiorazioni tariffarie dovute ad interventi di efficienza energetica o a situazioni particolari dell'immobile (es. impianto installato su scuole pubbliche), e il calcolo della tariffa effettiva viene effettuato a parte e poi inserito nel foglio ipotesi.

Nel foglio "*radiazione solare incidente*", utilizzando come input i dati forniti dai vari database relativi alla radiazione solare globale orizzontale al suolo nel Comune dove sarà localizzato l'impianto in analisi, si giunge al dato medio annuale di insolazione al suolo su piano orizzontale (espresso in kWh/m<sup>2</sup>/anno) che verrà inserito nel foglio di ipotesi

Nel foglio "*tariffe incentivanti*", sono riportate le tariffe incentivanti differenziate a seconda della taglia dell'impianto e del livello di integrazione architettonica dell'impianto come definite nel "nuovo" Conto Energia (decreto 45/07 del 19 febbraio 2007). Eventuali maggiorazioni sono da calcolarsi separatamente, sulla base dei dati di efficienza energetica conseguita congiuntamente all'impianto fotovoltaico..

Il foglio “*costi di manutenzione e assicurazione*” riporta alcuni dati che possono considerarsi dei riferimenti per i costi di manutenzione e assicurazione a seconda delle taglie degli impianti. E’ chiaro che si tratta solo di valori di riferimento in quanto nella realtà i casi sono molteplici e riflettono le situazioni particolari di investimento e possono essere calcolati caso per caso. Per esempio nel caso in cui l’impianto FV venga installato sul tetto di un’azienda é molto probabile che la manutenzione e la pulizia dell’impianto possano essere fatte da personale già impiegato nell’azienda, minimizzando così i costi per questi servizi.

Infine, nel foglio di riferimento “*superficie orizzontale*”, partendo dalle diverse latitudini e dai diversi angoli di tilt si giunge alla definizione del parametro “fattore di area”, che viene utilizzato nel foglio ipotesi per il calcolo della superficie orizzontale occupata dai pannelli.

Si riporta a titolo esemplificativo in Figura 33 il foglio di riferimento “superficie orizzontale”.

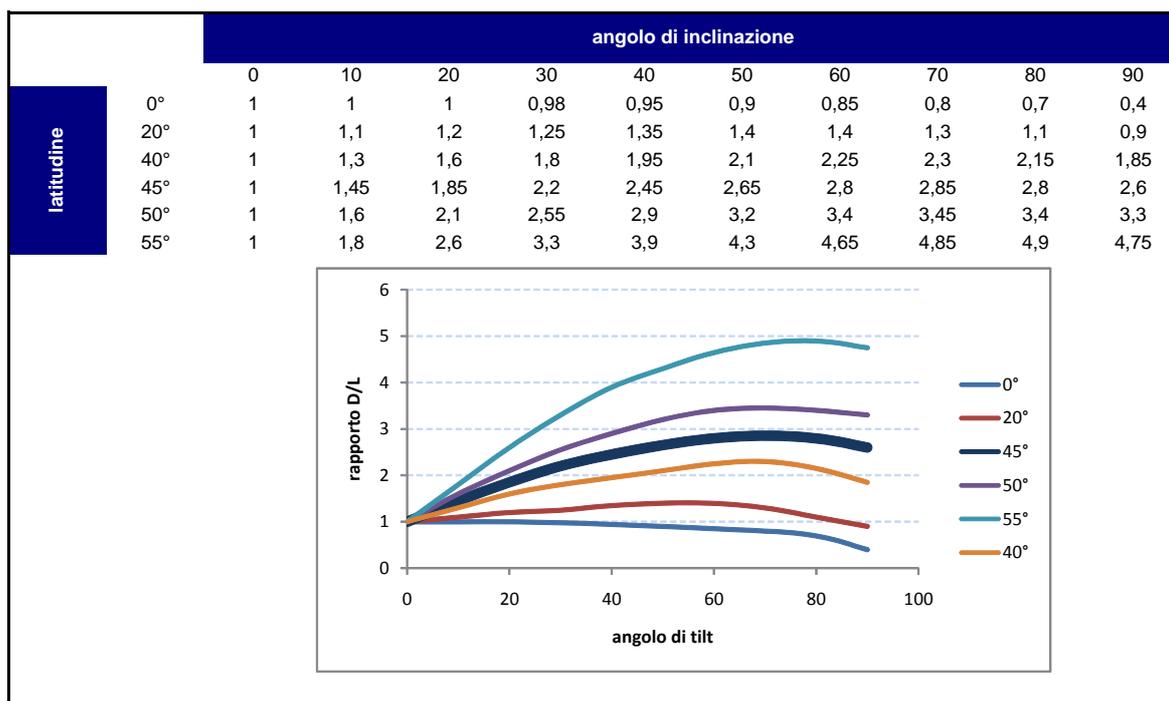


Figura 33: Foglio di riferimento "superficie orizzontale"

### 9.2.3. Foglio “ipotesi”

Il foglio “*ipotesi*” é il foglio di base su cui vengono inseriti tutti i dati che verranno utilizzati per i calcoli successivi. Il foglio é suddiviso nelle seguenti sezioni:

- Costanti generali;
- Dati utenza;
- Dati impianto;
- Impostazione finanziamento a lungo termine;
- Impostazione leasing;
- Impostazione finanziamento IVA;
- Componenti di costo;
- Sostituzione Inverter;
- Ricavi di gestione;
- Parametri economici.

Le ipotesi inerenti le “*costanti generali*” comprendono la radiazione solare al suolo, o irraggiamento al suolo, considerata sempre costante (pur essendo fortemente influenzata dall'andamento delle condizioni atmosferiche) e pari a  $1000 \text{ W/m}^2$ . A causa dell'atmosfera terrestre, parte dell'irraggiamento solare sulla terra viene nuovamente riflesso nello spazio per effetto delle molecole dell'aria, del vapore acqueo o del pulviscolo atmosferico. L'intensità massima dell'irraggiamento al suolo è pertanto inferiore al valore della costante solare che secondo le più recenti misurazioni è pari a  $1367 \text{ W/m}^2$ . L'intensità massima di irradiazione solare misurata al livello del mare vale circa  $1000 \text{ W/m}^2$  in condizioni di giornata serena e a mezzogiorno.

Sempre tra le costanti generali si riportano poi *l'insolazione al suolo su piano orizzontale*, espressa in  $\text{kWh/m}^2/\text{anno}$  (come calcolata dal foglio “*radiazione solare incidente*”), che, moltiplicata per la variabile maggiorazione per esposizione corretta permette di giungere al calcolo dell'insolazione sul piano dei pannelli espressa in  $\text{kWh/m}^2/\text{anno}$ .

I “*dati utenza*” riguardano le ipotesi di consumo annuo dell'utenza, di prezzo d acquisto dell'energia elettrica e di livello di utilizzo diurno e feriale dell'energia. Tali dati vengono utilizzati per il calcolo del risparmio derivante dall'autoproduzione/mancato consumo di elettricità.

I “*dati impianto*” comprendono tutte le ipotesi relative alla taglia dell’impianto, espressa in kWp, al costo unitario delle varie componenti dell’impianto (moduli FV, inverter, quadri, struttura di supporto, acquisizione dati, installazione) espresso in €/kWp. Da questi valori si giunge al costo totale del materiale che, maggiorato dei costi di progettazione (generalmente espressi in % del costo totale dell’impianto), permette di giungere alla valutazione del costo complessivo dell’impianto “chiavi in mano”. Infine, una volta imputata l’IVA (per questi impianti al 10%), si giunge al costo complessivo dell’impianto IVA inclusa. Si tenga presente che in alcuni casi si può effettuare il calcolo IVA esclusa in quanto per esempio nel caso di aziende di grandi dimensioni l’IVSA può essere recuperata nel breve termine dall’IVA a credito derivante dalla vendita dell’elettricità o di altri prodotti dell’azienda.

Sempre nella sezione dati impianto del foglio ipotesi si calcolano, partendo dalle ipotesi del rendimento iniziale dei pannelli e della perdita di performance dei pannelli, il rendimento atteso a fine vita (ipotizzata pari a 20 anni) e la perdita di rendimento nei 20 anni e la superficie richiesta dei pannelli. Infine, da quest’ultima, sulla base dell’inclinazione dei pannelli e del fattore di area, si giunge al calcolo della superficie orizzontale occupata dai pannelli (nel caso di disposizione su più file per esempio questa sarà superiore alla superficie richiesta di pannelli).

Infine, sulla base di alcune ipotesi relative alle perdite di rendimento delle varie componenti dell’impianto (per effetto della temperatura, mismatch, circuiti cc, inverter, circuiti ac e rendimento per ombreggiamento), si giunge al calcolo del rendimento atteso dell’impianto (in %). Quest’ultimo dato, moltiplicato per l’insolazione sul piano dei pannelli, permette di giungere al calcolo delle ore di funzionamento equivalente dell’impianto. Si tratta di un valore fondamentale in quanto moltiplicando questo valore per la potenza dell’impianto si giunge a determinare la producibilità attesa dell’impianto, dato fondamentale per il calcolo dei ricavi derivanti dalla vendita dell’elettricità e dal mancato consumo.

Nelle tre *sezioni relative al finanziamento*, sia questo un tradizionale mutuo bancario, un leasing o un prestito a breve termine per far fronte all’esborso economico relativo al pagamento dell’IVA, si riportano l’ammontare del finanziamento (in % variabile dal 0% al 100% rispetto al costo dell’impianto nell’ipotesi in cui parte del costo venga pagata con capitale proprio dell’investitore), la sua durata, il tasso di debito (dato dal tasso di riferimento, solitamente pari al tasso interbancario Euribor variabile o IRS, fisso),

aumentato di una percentuale (lo spread), a discrezione dell'istituto di credito. Solitamente lo spread aumenta all'aumentare della durata richiesta del finanziamento e della percezione della rischiosità dell'investimento da parte dell'istituto finanziario.

Nella sezione del foglio ipotesi relativa ai *ricavi di gestione*, si riportano l'incentivo in conto energia per la tipologia relativa di impianto (e le eventuali maggiorazioni), la producibilità attesa media dell'impianto nei 20 anni e quindi il ricavo derivante dal conto energia a impianto nuovo e medio nei 20 anni. I valori puntuali per ogni anno di riferimento saranno riportati nel calcolo dei costi/ricavi del foglio di calcolo.

Sempre in questa sezione del foglio di ipotesi si riportano i dati e le informazioni relative alla convenienza dello scambio sul posto, e, di conseguenza, i ricavi derivanti dal mancato acquisto dell'elettricità o dalla cessione di quest'ultima alla rete. Per arrivare a questa cifra si inserisce tra gli input il prezzo di cessione dell'elettricità e quello di acquisto dell'elettricità dalla rete, relativo al caso specifico in esame. Anche per questi calcoli si riporta il valore a impianto nuovo e nell'arco dei 20 anni, i valori puntuali per ogni anno di riferimento saranno riportati nel calcolo dei costi/ricavi del foglio di calcolo.

Infine, sempre nel foglio ipotesi, vengono inseriti *altri parametri economici* quali: tasso di sconto a credito, utilizzato per scontare i flussi di cassa generati dall'investimento, la percentuale di ammortamento dell'impianto (definita per legge), la tassazione (IRES e IRAP, quest'ultima variabile nelle diverse regioni d'Italia), il tasso di inflazione per le varie componenti di costo e di ricavo.

Si riporta in Figura 34 e in Figura 35 (si riportano due figure separate per agevolarne la lettura) il foglio ipotesi relativo al caso in esame, per il caso di investimento finanziato al 100% tramite mutuo bancario.

<b>Costanti generali</b>		
Radiazione al suolo	[W/m <sup>2</sup> ]	1.000
Insolazione al suolo - piano orizz. [kWh/m <sup>2</sup> ]	[kWh/m <sup>2</sup> ]	1297
Maggiorazione per esposizione corretta		1,107
Insolazione su piano pannelli	[kWh/m <sup>2</sup> ]	1.436
<b>Dati utenza</b>		
Consumo annuo stimato	[kWh/anno]	0
Prezzo di acquisto energia	[€/kWh]	0,18
Livello di utilizzo diurno e feriale dell'energia consumata	%	75%
<b>Dati impianto</b>		
Potenza	[kWp]	<b>349,86</b>
Costo unitario moduli FV	[€/kWp]	3.500
Costo unitario inverter	[€/kWp]	300
Costo unitario quadri	[€/kWp]	561
Costo unitario struttura di supporto	[€/kWp]	268
Costo unitario acquisizione dati	[€/kWp]	200
Costo unitario installazione	[€/kWp]	100
Totale costo materiale	[€/kWp]	4.929
Costo relativo progettazione su totale	%	7%
Costo assoluto progettazione	[€]	129.798
Costo unitario progettazione	[€/kWp]	371
Costo unitario compless. "Chiavi in mano"	[€/kWp]	<b>4420,72</b>
Costo impianto complessivo IVA esclusa	[€]	<b>1.546.633</b>
IVA su costo impianto	%	0,00%
IVA al 10% su costo impianto	[€]	0
Costo impianto complessivo più IVA	[€]	<b>1.546.633</b>
Rendimento iniziale pannelli	%	<b>12,7%</b>
Perdita di performance dei pannelli	%/anno	0,70%
Rendimento all'anno 20°	%	11,1%
Perdita di rendimento nei 20 anni	%	13%
Superficie richiesta pannelli	[m <sup>2</sup> ]	2748
Inclinazione dei pannelli	°	19
Fattore di area		2,35
Superficie orizz. occupata (disposizione su più file)	[m <sup>2</sup> ]	6459
Effetto della temperatura	%	95%
Mismatch	%	98%
Circuiti cc	%	97%
Inverter	%	91%
Circuiti ac	%	97%
Rendimento per ombreggiamento	%	100%
Rendimento atteso impianto	%	80,08%
Ore di funz. equivalenti	[h/anno]	<b>1132</b>
Producibilità attesa ad impianto nuovo	[kWh/anno]	396.042
Producibilità attesa (media 20 anni)	[kWh/anno]	370.087
Vita Utile attesa	anni	20
<b>Impostazione finanziamento a lungo termine</b>		
Capitale autofinanziato	%	0%
Capitale finanziato tramite istituto di credito	%	100%
Capitale autofinanziato	[€]	0
Capitale finanziato tramite istituto di credito a lungo termine	[€]	1.546.633
Durata finanziamento	[anni]	15
Euribor 3 mesi	[%]	4,92%
Spread	[%]	1%
Tasso di debito bancario	%	5,92%

Figura 34: Foglio ipotesi (prima parte)

<b>Impostazione leasing</b>		
Durata leasing	[anni]	7
Spread Leasing	[%]	2,00%
Tasso leasing	%	6,92%
<b>Impostazione finanziamento IVA</b>		
Prestito IVA	[€]	0
Durata finanziamento IVA	[anni]	0
Euribor 3 mesi	[%]	4,92%
Spread	[%]	1,00%
Tasso di debito bancario	%	5,92%
Tasso di sconto a credito (attualizzazione)	%	4,00%
Ammortamento impianto	%	9,00%
<b>Componenti di costo</b>		
Costo contatore	[€/anno]	500
Rata annuale finanziamento a lungo termine (ripagato per intero ultimo anno)	[€/anno]	158.414
Rata annuale finanziamento IVA	[€/anno]	
Manutenzione ordinaria e assicurazione	[€/anno]	7500
Di cui costo del personale	[€/anno]	0
Costo unitario dell'assicurazione	[€/kW]	15
Polizza annuale di sola assicurazione	[€/anno]	5.248
Costo inverter "annualizzato"	[€/anno]	7.723
Totale uscite annui durante il finanziamento	[€/anno]	166.414
Totale uscite annui dopo il termine del finanziamento	[€/anno]	8.000
<b>Sostituzione inverter</b>		
Sostituzione inverter (spalmato sui 20 anni come annualità al tasso di sconto a c)	anno	13
Quantità inverter sostituita	%	100%
<b>Ricavi di gestione</b>		
Durata conto energia	[anni]	20
Producibilità attesa media nei 20 anni	[kWh/anno]	370.087
Incentivo in conto energia per tipologia	[€/kWh]	0,39
Maggiorazione in conto energia	%	0%
Incentivo in conto energia effettivo	[€/kWh]	0,39
Ricavo conto energia (a impianto nuovo)	[€/anno]	155248
Ricavo conto energia (media 20 anni)	[€/anno]	145.074
Convenienza scambio sul posto		No
Possibilità scambio sul posto		No
Servizio di scambio sul posto		No
Senza sc. posto: quota energia ceduta (media 20 anni)	%	100%
Senza sc. posto: energia ceduta (media 20 anni)	[kWh/anno]	370.087
Prezzo di vendita dell'energia	[€/kWh]	0,098
Ricavo vendita dell'energia (a impianto nuovo)		38.812
Ricavo vendita dell'energia (media 20 anni)	[€/anno]	36.269
Quota energia autoconsumata	[kWh/anno]	0
Prezzo di acquisto energia	[€/kWh]	0,150
Ricavo mancato acquisto	[€/anno]	0
Totale ricavi annui durante il Conto Energia (media 20 anni)	[€/anno]	181.343
Totale ricavi annui dopo il 20° anno	[€/anno]	36.269
<b>Bilancio economico</b>		
Liquidità generata nel periodo di finanz., non scontata	[€/anno]	14.928
Liq. gen. dopo periodo di finanz., fino al 20° anno, non scontata	[€/anno]	173.343
Liq. gen. dopo 20° anno (non scontata)	[€/anno]	28.269
<b>Parametri econ</b>		
Inflazione costo contatore	%	2%
Inflazione costo manutenzione	%	2%
Inflazione costo assicurazione	%	2%
Inflazione costo inverter	%	2%
Riduzione costo inverter per diffusione	%	4%
Aumento dei consumi annuo	%	0%
Inflazione tariffa di acquisto dell'energia	%	2%
Adeguamento prezzi minimi garantiti	%	0,75%
IRES		27,50%
IRAP		3,90%
Tassazione		31,40%

Figura 35: Foglio ipotesi (seconda parte)

### 9.2.4. I fogli di calcolo

I fogli di calcolo sono:

- foglio conto economico;
- foglio ammortamento;
- foglio finanziamento;
- foglio analisi risultati progetto finanziato debito;
- foglio analisi risultati progetto finanziato leasing;
- foglio analisi risultati “di progetto” (senza finanziamento).

Nel foglio di calcolo “*conto economico*” si riportano le voci di ricavo e di costo di gestione dell’impianto, che permettono di giungere al calcolo del Margine Operativo Lordo. Le voci di ricavo sono: ricavi derivanti dalla tariffa in conto energia per tutta l’elettricità prodotta dall’impianto, ricavi derivanti dall’eventuale vendita e/o autoconsumo/scambio sul posto per l’elettricità prodotta dall’impianto. I costi operativi sono quelli di manutenzione e assicurazione ed eventuale affitto del terreno/tetto. Da queste voci si sottraggono poi gli eventuali pagamenti di interessi sul debito e l’ammortamento per giungere all’utile netto prima delle tasse e quindi, una volta calcolate le tasse, l’utile netto.

Il foglio “*ammortamento*” contiene i calcoli relativi alla quota annuale di ammortamento dell’impianto. In Italia tale quota è stata fissata pari al 9% annuo.

I fogli “*finanziamento*” riporta i calcoli delle quote annuali di capitale e interesse per il debito o l’eventuale leasing per il pagamento di tutta e/o parte dell’impianto.

I fogli “*analisi risultati progetto finanziato*” e “*analisi risultati progetto finanziato leasing*” permettono di giungere alla valutazione dei flussi di cassa operativi dell’impianto e quindi al calcolo del ritorno economico dell’investimento. In particolare, si calcolano i seguenti indici per la valutazione del progetto:

- *Valore Attuale Netto (VAN)*: definisce il valore attuale di una serie attesa di flussi di cassa sommandoli contabilmente e attualizzandoli (ovvero riportandoli al valore del denaro al momento dell’investimento) sulla base del tasso di rendimento (costo

opportunità dei mezzi propri, in questo caso ipotizzato pari al rendimento percentuale di investimenti analogamente rischiosi);

- *Tempo di Ritorno, scontato e non scontato* (ovvero in questo caso i flussi di cassa vengono “scontati” ad un tasso ritenuto idoneo per investimenti di questo tipo al fine di “pesare” diversamente i flussi di cassa che si verificano in diversi orizzonti temporali).

Il foglio “*analisi risultati di progetto*” riporta il calcolo dei medesimi indici di cui sopra e del TIR, in questo caso senza considerare l’impatto dell’eventuale finanziamento/leasing:

- *Tasso Interno di Rendimento (TIR)*: individua il tasso di attualizzazione che azzerava algebricamente le entrate ed uscite associate al progetto e viene confrontato con il costo opportunità dei mezzi propri impiegati nel progetto; è quindi un indice di redditività dell’investimento.

Si riportano di seguito i fogli “conto economico” (Figura 36) “ammortamento” (Figura 37) e “finanziamento” (Figura 38) per i primi 10 anni di funzionamento dell’impianto.

<b>VALORI ECONOMICI</b>											
Anni		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Costo contatore	[€/anno]	510	520	531	541	552	563	574	586	598	609
Rata annuale finanz di lungo periodo	[€/anno]	158.414	158.414	158.414	158.414	158.414	158.414	158.414	158.414	158.414	158.414
Mutuo di lungo periodo quota interessi	[€/anno]	91.561	87.603	83.411	78.971	74.268	69.286	64.010	58.421	52.501	46.231
Mutuo di lungo periodo quota capitale	[€/anno]	66.854	70.811	75.003	79.444	84.147	89.128	94.404	99.993	105.913	112.183
Rata annuale finanziamento IVA	[€/anno]	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Prestito IVA quota interessi	[€/anno]	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Prestito IVA quota capitale	[€/anno]	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Costo manutenzione ordinaria	[€/anno]	2.297	2.343	2.390	2.438	2.487	2.536	2.587	2.639	2.691	2.745
<i>Di cui costo del personale</i>	[€/anno]	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Costo assicurazione	[€/anno]	5.353	5.460	5.569	5.680	5.794	5.910	6.028	6.149	6.272	6.397
<b>Totale flussi in uscita ordinari incluso finanziamento</b>	<b>[€/anno]</b>	<b>166.574</b>	<b>166.737</b>	<b>166.904</b>	<b>167.074</b>	<b>167.247</b>	<b>167.424</b>	<b>167.604</b>	<b>167.788</b>	<b>167.975</b>	<b>168.166</b>
Sostituzione inverter	[€/anno]	7.723	7.723	7.723	7.723	7.723	7.723	7.723	7.723	7.723	7.723
<b>Totale flussi in uscita incluso finanziamento e inverter</b>	<b>[€/anno]</b>	<b>174.297</b>	<b>174.460</b>	<b>174.627</b>	<b>174.797</b>	<b>174.970</b>	<b>175.147</b>	<b>175.327</b>	<b>175.511</b>	<b>175.698</b>	<b>175.889</b>
<b>Totale costi annui ordinari ESCLUSO finanziamento</b>	<b>[€/anno]</b>	<b>15.883</b>	<b>16.046</b>	<b>16.213</b>	<b>16.382</b>	<b>16.556</b>	<b>16.732</b>	<b>16.912</b>	<b>17.096</b>	<b>17.284</b>	<b>17.475</b>
Producibilità attesa	[kWh/anno]	396.042	393.269	390.516	387.783	385.068	382.373	379.696	377.038	374.399	371.778
Tariffa incentivante ottenuta	[€/kWh]	0,39	0,39	0,39	0,39	0,39	0,39	0,39	0,39	0,39	0,39
Incentivo in Conto Energia	[€/anno]	155.248	154.162	153.082	152.011	150.947	149.890	148.841	147.799	146.764	145.737
Energia autoconsumata	[kWh/anno]	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Tariffa di acquisto dell'energia elettrica	[€/kWh]	0,180	0,184	0,187	0,191	0,195	0,199	0,203	0,207	0,211	0,215
Risparmio per mancato acquisto	[€/anno]	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Energia ceduta alla rete	[kWh/anno]	396.042	393.269	390.516	387.783	385.068	382.373	379.696	377.038	374.399	371.778
Ricavo vendita energia	[€/anno]	39.588	40.097	40.613	41.135	41.664	42.200	42.743	43.293	43.849	44.413
IVA su vendita energia al 10%	0%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Anno in cui si recupera IVA	4										
<b>Totale ricavi annui</b>	<b>[€/anno]</b>	<b>194.837</b>	<b>194.259</b>	<b>193.695</b>	<b>193.146</b>	<b>192.611</b>	<b>192.090</b>	<b>191.584</b>	<b>191.092</b>	<b>190.614</b>	<b>190.150</b>
<b>Margine Operativo Lordo</b>		<b>178.954</b>	<b>178.213</b>	<b>177.483</b>	<b>176.764</b>	<b>176.055</b>	<b>175.358</b>	<b>174.671</b>	<b>173.995</b>	<b>173.330</b>	<b>172.675</b>
30% MOL per tetto massimo deducibilità interessi	30%	53.686	53.464	53.245	53.029	52.817	52.607	52.401	52.199	51.999	51.803
<b>Ammortamenti</b>		<b>139.197</b>									
<b>Risultato prima degli interessi e delle imposte</b>		<b>39.757</b>	<b>39.016</b>	<b>38.286</b>	<b>37.567</b>	<b>36.858</b>	<b>36.161</b>	<b>35.474</b>	<b>34.798</b>	<b>34.133</b>	<b>33.478</b>
Interessi mutuo e prestito iva		91.561	87.603	83.411	78.971	74.268	69.286	64.010	58.421	52.501	46.231
Interessi massimi deducibili		53.686	53.464	53.245	53.029	52.817	52.607	52.401	52.199	51.999	51.803
<b>RISULTATO ANTE IMPOSTE</b>		<b>-13.929</b>	<b>-14.448</b>	<b>-14.959</b>	<b>-15.462</b>	<b>-15.958</b>	<b>-16.446</b>	<b>-16.927</b>	<b>-17.400</b>	<b>-17.866</b>	<b>-18.333</b>
Imponibile IRES		-13.929	-14.448	-14.959	-15.462	-15.958	-16.446	-16.927	-17.400	-17.866	-18.333
Imponibile IRAP		39.757	39.016	38.286	37.567	36.858	36.161	35.474	34.798	34.133	33.478
IRES		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
IRAP		1.551	1.522	1.493	1.465	1.437	1.410	1.383	1.357	1.331	1.306
<b>Tasse</b>		<b>1.551</b>	<b>1.522</b>	<b>1.493</b>	<b>1.465</b>	<b>1.437</b>	<b>1.410</b>	<b>1.383</b>	<b>1.357</b>	<b>1.331</b>	<b>1.306</b>
<b>RISULTATO DOPO LE TASSE</b>		<b>-53.355</b>	<b>-50.109</b>	<b>-46.618</b>	<b>-42.869</b>	<b>-38.847</b>	<b>-34.535</b>	<b>-29.919</b>	<b>-24.980</b>	<b>-19.700</b>	<b>-14.059</b>

Figura 36: Foglio conto economico

<b>AMMORTAMENTO</b>											
Anni		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Tasso ammortamento	9%	9%	9%	9%	9%	9%	9%	9%	9%	9%	9%
Costo impianto complessivo IVA esclusa	<b>1.546.633</b>	1.546.633	1.407.436	1.268.239	1.129.042	989.845	850.648	711.451	572.254	433.057	293.860
Ammortamento annuo	139197										
<b>Ammortamento totale</b>	<b>1.546.633</b>	<b>139.197</b>									

Figura 37: Foglio ammortamento

<b>Durata finanziamento</b>	15										
Anni	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
<b>Mutuo ipotecario</b>											
Importo erogato	<b>1.546.633</b>										
Durata in anni del finanziam.	15										
Tasso di interesse annuo	5,92%	5,92%	5,92%	5,92%	5,92%	5,92%	5,92%	5,92%	5,92%	5,92%	5,92%
Valore residuo del debito	1.479.780	1.408.968	1.333.965	1.254.521	1.170.375	1.081.247	986.842	886.849	780.936	668.753	
Rata	158.414	158.414	158.414	158.414	158.414	158.414	158.414	158.414	158.414	158.414	158.414
Quota capitale	66.854	70.811	75.003	79.444	84.147	89.128	94.404	99.993	105.913	112.183	
Interessi passivi	91.561	87.603	83.411	78.971	74.268	69.286	64.010	58.421	52.501	46.231	

Figura 38: Foglio finanziamento

Nelle figure che seguono si riportano i fogli di calcolo dei risultati dell'analisi economico-finanziaria dell'investimento in esame. Il prospetto in Figura 39 illustra il foglio analisi risultati "di progetto", con il calcolo del Valore Attuale Netto (VAN) e del Tasso Interno di Rendimento (TIR) del progetto e dei tempi di ritorno, scontato e non scontato.

Si riporta in Figura 40 l'analisi dei risultati del progetto finanziato, con il solo calcolo del VAN di progetto (in questo specifico caso di finanziamento al 100% tramite mutuo bancario non sarebbe sensato calcolare il TIR del capitale investito nel progetto in quanto il soggetto responsabile, non investendo capitale proprio nel progetto si può considerare che abbia un ritorno infinito dal progetto stesso).

Infine, a titolo esemplificativo, i grafici in Figura 41 e Figura 42 illustrano la liquidità generata dal progetto e i tempi di ritorno.

Anni	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
MOL		178.954	178.213	177.483	176.764	176.055	175.358	174.671	173.995	173.330	172.675
Costo del personale		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Ammortamento		139.197	139.197	139.197	139.197	139.197	139.197	139.197	139.197	139.197	139.197
Imponibile IRES		39.757	39.016	38.286	37.567	36.858	36.161	35.474	34.798	34.133	33.478
Imponibile IRAP		39.757	39.016	38.286	37.567	36.858	36.161	35.474	34.798	34.133	33.478
IRES		10933	10729	10529	10331	10136	9944	9755	9570	9387	9207
IRAP		1551	1522	1493	1465	1437	1410	1383	1357	1331	1306
Recupero IVA		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Flusso del progetto</b>	<b>-1.546.633</b>	166.470	165.962	165.461	164.968	164.482	164.003	163.532	163.069	162.612	162.163
<b>TIR DEL PROGETTO</b>	<b>%</b>	<b>7,43%</b>									
<b>VAN DEL PROGETTO al 4%</b>	<b>[€]</b>	<b>EUR 438.042</b>									
Flusso finanziario annuale effettivo		166.470	165.962	165.461	164.968	164.482	164.003	163.532	163.069	162.612	162.163
Flusso finanziario annuale effettivo cumulativo		-1.380.163	-1.214.201	-1.048.740	-883.772	-719.291	-555.287	-391.755	-228.686	-66.074	96.089
Flusso finanziario annuale effettivo scontato		160.067	153.441	147.094	141.015	135.192	129.614	124.271	119.153	114.249	109.552
Flusso finanziario annuale effettivo cumulativo scontato		-1.386.566	-1.233.125	-1.086.030	-945.015	-809.823	-680.209	-555.938	-436.785	-322.536	-212.984
<b>PAYBACK NON SCONTATO</b>	<b>9</b>										
<b>PAYBACK SCONTATO</b>	<b>12</b>										

Figura 39: Foglio analisi "di progetto"

Anni		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
MOL			178.954	178.213	177.483	176.764	176.055	175.358	174.671	173.995	173.330	172.675
Costo del personale			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Ammortamento			139.197	139.197	139.197	139.197	139.197	139.197	139.197	139.197	139.197	139.197
Mutuo quota interessi			91.561	87.603	83.411	78.971	74.268	69.286	64.010	58.421	52.501	46.231
Mutuo quota capitale			66.854	70.811	75.003	79.444	84.147	89.128	94.404	99.993	105.913	112.183
Debito IVA quota capitale			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Debito IVA quota interessi			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
30%MOL	30%		53.686	53.464	53.245	53.029	52.817	52.607	52.401	52.199	51.999	51.803
Interessi deducibili			53.686	53.464	53.245	53.029	52.817	52.607	52.401	52.199	51.999	46.231
Recupero IVA			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Imponibile IRES			-13.929	-14.448	-14.959	-15.462	-15.958	-16.446	-16.927	-17.400	-17.866	-12.753
Imponibile IRAP			39.757	39.016	38.286	37.567	36.858	36.161	35.474	34.798	34.133	33.478
<b>RECUPERO PERDITE SU IRES</b>												
Net Operating Loss Beginning of Year		0	0	-13929	-28378	-43337	-58799	-74757	-91203	-108131	-125531	-127934
Less: Current Year Net Operating Loss		0	-13929	-14448	-14959	-15462	-15958	-16446	-16927	-17400	-17866	-12753
Plus: Utilization of Net Operating Loss		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Net Operating Loss End of Year		0										
Net Operating Loss Carryforward Used		0										
Taxable Income After Net Operating Loss Adjustment		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Years with net operating loss			1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
<b>Corporate Income Tax (IRES)</b>			<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>RECUPERO PERDITE SU IRAP</b>												
Net Operating Loss Beginning of Year		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Less: Current Year Net Operating Loss		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Plus: Utilization of Net Operating Loss		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Net Operating Loss End of Year		0										
Net Operating Loss Carryforward Used		0										
Taxable Income After Net Operating Loss Adjustment		0	39757	39016	38286	37567	36858	36161	35474	34798	34133	33478
Years with net operating loss			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Corporate Income Tax (IRAP)</b>			<b>1.551</b>	<b>1.522</b>	<b>1.493</b>	<b>1.465</b>	<b>1.437</b>	<b>1.410</b>	<b>1.383</b>	<b>1.357</b>	<b>1.331</b>	<b>1.306</b>
<b>Flusso di cassa del progetto</b>			<b>22.819</b>	<b>22.250</b>	<b>21.689</b>	<b>21.137</b>	<b>20.592</b>	<b>20.056</b>	<b>19.528</b>	<b>19.009</b>	<b>18.498</b>	<b>16.462</b>
<b>VAN (20 ys) @ 4%</b>			<b>[€] EUR 378.500</b>									

Figura 40: Foglio analisi progetto "finanziato"

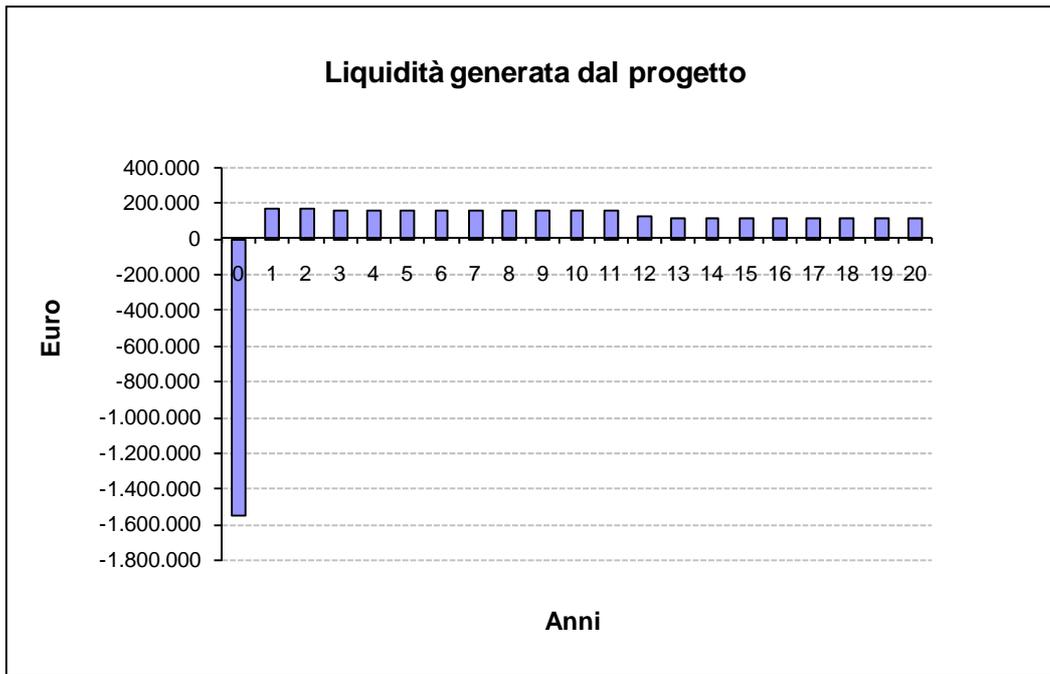


Figura 41: Liquidità generata dall'investimento

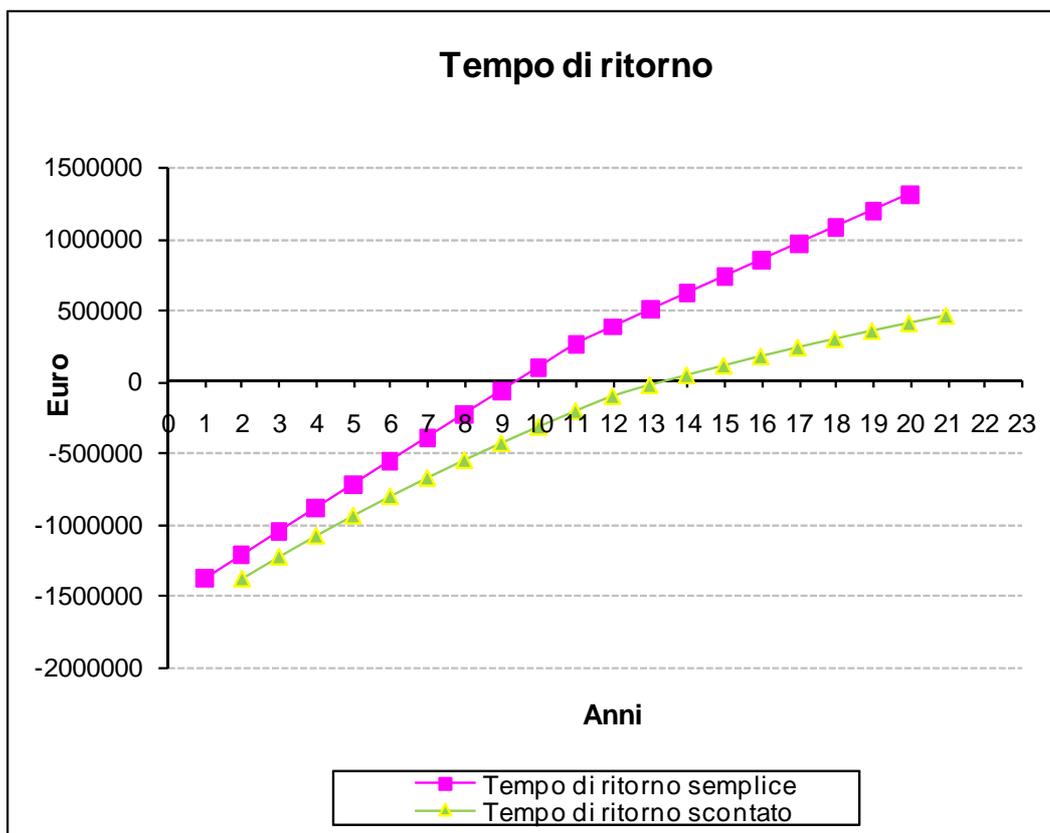


Figura 42: tempo di ritorno dell'investimento

### **9.2.5. Foglio “risultati”**

Nel foglio risultati vengono riportati i principali dati di riferimento e tutti gli indici di redditività dell'impianto per la presentazione ai soggetti interessati. Generalmente, si presenta un quadro dei risultati per diverse casistiche. Per esempio taglie diverse di impianto, diverse tipologie di pannelli, diverse lunghezze del finanziamento etc... Si riporta di seguito un esempio dei risultati di questo tipo di analisi.

		Azienda Policrist. 350 kWp Capitale Proprio 100%	Azienda Policrist. 350 kWp Mutuo 100%	Azienda Policrist. 350 kWp Leasing 100%	New Co. Policrist. 350 kWp Capitale Proprio 100%	New Co. Policrist. 350 kWp Mutuo 100%	New Co. Policrist. 350 kWp Leasing 100%
<b>Ipotesi per la valutazione dell'investimento</b>							
<b>Dati impianto</b>							
Potenza nominale impianto	[kWp]	349,86	349,86	349,86	349,86	349,86	349,86
Costo unitario complessivo "Chiavi in mano" (IVA esclusa)	[€/kWp]	4.421	4.421	4.421	4.421	4.421	4.421
Costo impianto complessivo "Chiavi in mano" (IVA esclusa)	[€]	1.546.633	1.546.633	1.546.633	1.546.633	1.546.633	1.546.633
Superficie di pannelli fotovoltaici richiesta	[m2]	2.748	2.748	2.748	2.748	2.748	2.748
Superficie orizzontale occupata	[m2]	6.459	6.459	6.459	6.459	6.459	6.459
Produttività annua unitaria (a impianto nuovo)	[kWh/kWp]	1.132	1.132	1.132	1.132	1.132	1.132
Produttività annua (a impianto nuovo)	[kWh/anno]	396.042	396.042	396.042	396.042	396.042	396.042
Perdita annua performance pannelli (ipotesi cautelativa)	%	0,7%	0,7%	0,7%	0,7%	0,7%	0,7%
Produttività annua (media 20 anni)	[kWh/anno]	370.087	370.087	370.087	370.087	370.087	370.087
<b>Finanziamento tramite mutuo bancario</b>							
Capitale finanziato tramite mutuo bancario	%	nd	100%	nd	nd	100%	nd
Capitale finanziato tramite mutuo bancario	[€]	nd	1.546.633	nd	nd	1.546.633	nd
Durata mutuo bancario	[anni]	nd	15	nd	nd	15	nd
EURIBOR 3 mesi	%	nd	4,92%	nd	nd	4,92%	nd
Spread	%	nd	1%	nd	nd	1%	nd
Tasso di debito bancario	%	nd	5,92%	nd	nd	5,92%	nd
<b>Leasing</b>							
Capitale finanziato tramite leasing	%	nd	nd	100,00%	nd	nd	100,00%
Capitale finanziato tramite leasing	[€]	nd	nd	1.546.633	nd	nd	1.546.633
Durata leasing	[anni]	nd	nd	7	nd	nd	7
EURIBOR 3 mesi	%	nd	nd	4,92%	nd	nd	4,92%
Spread	[anni]	nd	nd	2,00%	nd	nd	2,00%
Tasso di leasing	%	nd	nd	6,92%	nd	nd	6,92%
<b>Ipotesi per la valutazione dell'investimento</b>							
Tasso di sconto a credito (attualizzazione)	%	4,00%	4,00%	4,00%	4,00%	4,00%	4,00%
Aliquota IRES	%	27,50%	27,50%	27,50%	27,50%	27,50%	27,50%
Aliquota IRAP	%	3,90%	3,90%	3,90%	3,90%	3,90%	3,90%
Ammortamento	%	9,00%	9,00%	9,00%	9,00%	9,00%	9,00%
Tasso di inflazione	%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%
<b>Flussi in uscita</b>							
Costo contatore e servizi di misura dell'energia prodotta	[€/anno]	500	500	500	500	500	500
Rata mutuo	[€/anno]	0	158.414	nd	0	158.414	nd
Rata leasing	[€/anno]	0	nd	276.269	0	nd	276.269
Manutenzione ordinaria e assicurazione all risk	[€/anno]	7.500	7.500	7.500	7.500	7.500	7.500
Quantità inverter sostituita	%	1	1	1	1	1	1
Annualità costo sostituzione inverter	[€/anno]	7.723	7.723	7.723	7.723	7.723	7.723
<b>Flussi in entrata</b>							
Durata conto energia	[anni]	20	20	20	20	20	20
Incentivo in conto energia (ipotesi entrata in esercizio anno 2009)	[€/kWh]	0,392	0,392	0,392	0,392	0,392	0,392
Ricavo conto energia (a impianto nuovo)	[€]	155.248	155.248	155.248	155.248	155.248	155.248
Ricavo conto energia (media 20 anni)	[€/anno]	145.074	145.074	145.074	145.074	145.074	145.074
Ricavo vendita dell'energia (a impianto nuovo)	[€]	38.812	38.812	38.812	38.812	38.812	38.812
Ricavo vendita dell'energia (media 20 anni)	[€/anno]	36.269	36.269	36.269	36.269	36.269	36.269
<b>Valutazione di progetto</b>							
TIR	%	7,43%	7,43%	7,43%	7,43%	7,43%	7,43%
VAN	[€]	438.042	438.042	438.042	438.042	438.042	438.042
PAY BACK TIME (NON SCONTATO)	anni	9	9	9	9	9	9
PAY BACK TIME (SCONTATO)	anni	12	12	12	12	12	12
<b>Valutazione acquisizione impianto tramite mutuo bancario</b>							
VAN	[€]	nd	378.500	nd	nd	362.368	nd
<b>Valutazione acquisizione impianto tramite leasing</b>							
VAN	[€]	nd	nd	443.672	nd	nd	417.061

Figura 43: Foglio "risultati"

## **10. GLI INVESTIMENTI NELLE FER: IL COSTO DEL KWH ELETTRICO GENERATO DA FER IN ITALIA**

Con la metodologia di analisi del costo del kWh elettrico generato da impianti alimentati a FER, come illustrata nel capitolo 7, sono state analizzate le caratteristiche di costo e tecnico produttive di alcune tecnologie per la generazione di elettricità da FER.

Le tecnologie di conversione delle fonti rinnovabili di energia sono moltissime e si è imposta una scelta; sulla base degli interessi attuali delle imprese e delle prospettive del settore, nell'ambito di uno studio condotto per APER nel corso del 2007 [20], si è scelto di restringere l'analisi alle seguenti tecnologie:

### ***Impianti idroelettrici***

- impianti idroelettrici di piccola potenza ( $P < 1$  MW);
- impianti idroelettrici di media potenza ( $1 \text{ MW} < P < 10$  MW);
- impianti idroelettrici di grande potenza ( $P > 10$  MW).

Si è cercato di distinguere tra alto salto e basso salto, analizzando casi diversi. È vero però che la variabilità dei costi e delle modalità di funzionamento è così elevata che risulta difficile proporre dei casi di riferimento di validità generale. Si sono esclusi gli impianti al di sotto dei 200 kW, ritenendo tale intervallo di potenza proprio di realizzazioni praticamente artigianali.

### ***Impianti eolici***

- impianti eolici connessi in alta tensione ( $> 10$  MVA);
- impianti eolici connessi in media tensione ( $< 10$  MVA);
- impianti eolici isolati (un solo aerogeneratore, connesso in rete di media tensione).

### ***Impianti fotovoltaici***

- impianti fotovoltaici commerciali (300 kW);
- impianti fotovoltaici domestici (3 kW);

### ***Impianti a combustione***

- impianti a biomassa con combustione diretta (taglia 15 - 20 MW);

- impianti alimentati a biocombustibili di origine vegetale (olio di palma, colza, etc.) (taglia 17 MW);
- impianti alimentati a CDR (taglia 15 – 20 MW);
- impianti a biogas:
  - Digestione anaerobica,
  - Da discarica.

### ***10.1. Caratteristiche di costo e tecnico-produttive delle diverse tecnologie***

L'analisi dei costi di produzione dell'energia elettrica, intesa come costi dell'elettricità immessa in rete da un impianto, richiede da un lato la conoscenza delle variabili tecnico-economiche specifiche degli impianti di generazione e dall'altro la valutazione delle esternalità legate alla costruzione, all'esercizio e allo smantellamento degli impianti. Queste ultime tuttavia non sono state prese in considerazione nel presente studio, che si focalizza invece sui "costi industriali" (o interni), mentre in un'ottica pubblica il costo totale è dato da: Costo totale (sociale) = costo industriale (privato) ± costi / benefici esterni.

In questa sede non si trattano i costi esterni e ci si focalizza sui costi industriali di produzione dell'energia. Ci si è avvalsi di informazioni disponibili dalla bibliografia e soprattutto di informazioni provenienti da operatori del settore e altre disponibili per via di comunicazioni private, per le quali non si danno i riferimenti bibliografici. Esse sono state utilizzate per poter analizzare criticamente i dati disponibili dai riferimenti bibliografici.

Il costo industriale di produzione del kWh è stato determinato includendo i costi d'investimento (ripartiti lungo la vita dell'impianto), quelli di gestione e manutenzione (manutenzione ordinaria e straordinaria, personale, spese gestionali, accessorie) nonché il costo del combustibile valutato con riferimento ai dati disponibili più recenti. Le caratteristiche di costo industriale sono state valutate per le tecnologie di generazione di maggiore interesse attualmente impiegate in Italia, che utilizzano le fonti rinnovabili: eolico, fotovoltaico, idraulico, biomassa, biogas, oli vegetali, combustibili derivati dai rifiuti. Il metodo adottato in questo studio per la valutazione dei costi industriali è illustrato nel paragrafo 7.2.3.

Per arrivare al costo finale per kWh (costi di produzione di energia elettrica dalle diverse fonti rinnovabili in esame), si è aggiunto al costo fisso i costi di O&M e il costo del combustibile, qualora presente. I costi vengono quindi divisi in tre gruppi principali:

- a. Costi di investimento;
- b. Costi operativi e costi di manutenzione (O&M);
- c. Costi di combustibile.

a. Come costi di investimento vengono considerate le seguenti voci:

- Studio di fattibilità;
- Costi di sviluppo e autorizzazione;
- Costi per gli impianti (di generazione e di depurazione fumi);
- Costi di impiantistica accessoria;
- Altri costi.

b. I costi operativi includono le seguenti voci:

- Costi per l'utilizzo del terreno;
- Costi di assicurazione;
- Costi di connessione alla rete di trasmissione;
- Costi di manodopera;
- Costi amministrativi;
- Altri costi e varie

c. Costi di combustibile

In alcuni casi sono stati inclusi nella valutazione del costo complessivo anche i costi non direttamente imputabili alla tecnologia quanto piuttosto alle contingenze. Nel caso degli impianti eolici, per esempio, considerando un costo base di investimento pari a 1.400 €/kW si giunge fino a 1.600 €/kW quando vengano presi in considerazione i costi relativi alla fase di sviluppo per le autorizzazioni e l'ottenimento dei permessi. Tale maggiorazione di costo tiene anche conto della particolare fase di mercato "dell'offerta" in cui il settore sta sperimentando uno squilibrio tra la domanda da parte degli sviluppatori di nuovi impianti e l'offerta da parte dei produttori di macchine, che si palesa in una crescita significativa dei prezzi e tempi di attesa superiori ai due anni.

La letteratura internazionale sull'argomento è decisamente vasta ed una selezione di riferimenti è riportata in bibliografia ([40][65][70][151]): emerge una modesta variabilità

geografica nei costi, ma soprattutto una tendenza alla riduzione dei costi di gran parte delle tecnologie nel tempo, a motivo dell'evoluzione tecnologica e di un fattore di scala che inizia ad essere significativo, ad esempio nel caso del fotovoltaico.

Dall'altro lato, tuttavia, il mercato degli impianti per la conversione elettrica delle fonti rinnovabili sta vivendo un momento di particolare pressione a motivo dello squilibrio tra domanda ed offerta a livello internazionale. La recente decisione europea di portare al 20% al 2020 il contributo di tali fonti non può che tenere forte la pressione sui mercati anche nei prossimi anni. I tempi di attesa per una turbina eolica o il prezzo di un pannello fotovoltaico sono fortemente condizionati dall'attuale scarsità d'offerta. Questo ha portato ad un aumento dei prezzi di molti componenti per l'industria delle fonti rinnovabili, in controtendenza con la riduzione dei costi, con un aumento dei profitti delle imprese. Questo fattore introduce un elemento di preoccupazione sullo sviluppo futuro del settore: in assenza di nuovi operatori sul lato dell'offerta di tecnologia ed in presenza di sistemi di incentivazione basati sulle quantità (mercati dei certificati verdi e simili), in cui il prezzo è affidato al mercato, si rischia di vedere una crescita importante dei costi per l'intero sistema elettrico, considerato il mercato potenziale praticamente illimitato imposto dagli attuali obiettivi di politica energetica europea. Questo fatto va valutato con attenzione, ipotizzando anche di optare per meccanismi di sostegno basati sui prezzi, in cui vi sia minor spazio per la crescita dei prezzi dettata dall'acquisto obbligato dell'energia verde.

Un elemento importante riscontrato nell'analisi condotta è l'estrema difficoltà sperimentata dagli operatori nel condurre a termine i progetti di investimento, sia in fase di autorizzazione che di connessione alla rete. Solo una quota relativamente piccola dei progetti avviati sfocia nella realizzazione di un impianto, con mortalità particolarmente elevate per l'eolico e l'idroelettrico.

Un quadro normativo frammentato e talvolta poco coerente introduce delle inefficienze di sistema che si traducono in un incremento di costo per gli investitori. Molti fattori concorrono a determinare questa condizione, che allontana decisamente l'Italia da alcuni paesi europei che hanno ormai consolidato dei nuovi settori industriali, dalla decentralizzazione delle procedure autorizzative, all'inefficacia dei processi amministrativi, ad alcuni atteggiamenti preconetti diffusi nell'amministrazione e negli interlocutori istituzionali. Un processo autorizzativo snello, chiaro, ben normato e stabile nel tempo è una condizione necessaria, e forse sufficiente se accoppiato a condizioni economiche interessanti, per lo sviluppo del contributo delle fonti rinnovabili.

Relativamente agli impianti *idroelettrici*, lo sviluppo ha raggiunto la sua massima espansione per quanto riguarda i grandi impianti. Le strade da percorrere nel futuro sono quelle dell'idroelettrico minore con piccoli impianti che hanno la possibilità di sfruttare le risorse idriche minori. La variabilità dei costi di investimento nel caso dell'idroelettrico è particolarmente elevata per la tipologia strutturalmente diversa di ogni impianto. È particolarmente difficile, dunque, proporre dei riferimenti di costo validi in generale. I dati disponibili in letteratura, con ampi intervalli di stima, testimoniano la difficoltà alla generalizzazione. Per impianti di taglia inferiore ai 3 MW sono state individuate delle funzioni di riferimento che permettono di valutare i costi di O&M in funzione della capacità, mentre per impianti di potenza superiore ai 3MW i costi sono stati calcolati partendo dai dati forniti dagli operatori di settore confrontati con i riferimenti della letteratura.

Il settore *dell'eolico*, dopo un decennio di promesse, ha finalmente assunto una rilevanza visibile in campo nazionale, superando i 2000 MW di potenza installata. È poco in relazione a quanto fatto in Europa, ma è un passo importante per dimostrare la fattibilità concreta della tecnologia in Italia. Rimangono delle difficoltà sul piano autorizzativo che sono difficili da comprendere, soprattutto in aree del Paese dove questa tecnologia può rappresentare occasione di sviluppo. Il settore sta sperimentando uno squilibrio tra la domanda da parte degli sviluppatori di nuovi impianti e l'offerta da parte dei produttori di macchine, che si palesa in una crescita significativa dei prezzi e tempi di attesa superiori ai due anni. Per ordini confermati ai primi del 2007 si parla di consegna nel 2009. Si sono quindi analizzati gli scenari di costo considerando un aumento del 20% del costo degli aerogeneratori rispetto al caso di riferimento che si è voluto mantenere al livello di equilibrio del mercato. Nella valutazione si è tenuto conto anche dei pagamenti effettuati ai comuni, che sono oggi una prassi per tutti i progetti in corso di realizzazione.

Per quanto riguarda il *fotovoltaico*, l'attuazione dell'incentivazione in conto energia nel Febbraio 2007 ha sbloccato gli investimenti, portando ad un improvviso boom di domande di accesso agli incentivi. Senza dubbio il mercato italiano può beneficiare della riduzione di costo conseguente ai rilevanti investimenti attuati in Germania e Spagna e la competitività della fonte potrà migliorare nel prossimo futuro. Anche in questo settore la riduzione dei costi a livello di produzione dei moduli non si traduce in una riduzione di prezzo, a motivo della fortissima domanda sul mercato europeo dei moduli. Non si sottovaluti il contributo che il fotovoltaico può dare in termini di copertura della punta di

domanda di potenza: la disponibilità degli oltre 2000 MW di picco installati in Germania nelle soleggiate mattinate estive che registrano i picchi di carico sulla rete, avrebbero un valore che non è certamente apprezzato nel semplice calcolo dei costi del kWh prodotto. I nuovi obblighi in edilizia introdotti con la finanziaria 2007 possono portare addirittura ad un incremento dei costi di investimento, se l'industria non sarà in grado di fornire moduli in quantità necessaria. Un prevedibile rallentamento del mercato tedesco potrebbe consentire di raffreddare i prezzi dal 2008. In particolare, lo studio ha valutato il caso di un investimento di potenza pari a 3 kW ed uno di potenza di 300 kW in Italia centrale.

Per quanto riguarda la *biomassa*, che nei programmi nazionali dovrebbe incrementare in modo importante il proprio contributo, rimane un grosso problema legato al costo di acquisizione della materia prima in quantità sufficienti per alimentare un parco della potenza auspicata. Non si è indagato qui il caso delle colture dedicate, che potrebbero rappresentare un'opportunità nel medio lungo periodo soprattutto con processi di trasformazione in gas e liquidi, ma richiedono un ripensamento organico della politica agricola e forestale. Il punto debole di tali impianti è l'elevata incidenza del costo del combustibile, che nel caso di riferimento arriva a 95 €/MWh, tale da non consentire la sopravvivenza degli impianti stessi una volta terminata l'incentivazione. Anche il processo autorizzativo richiede tempi e risorse rilevanti, tali da rendere difficile la realizzazione di impianti capaci di raggiungere la scala efficiente sul piano economico.

Sono stati studiati gli impianti per la *combustione del CDR*, con la costruzione di centrali termoelettriche dedicate. La determinazione del costo dell'energia elettrica prodotta in impianti che hanno finalità molteplici (cogenerazione, trattamento rifiuti, ...) è sempre controversa, perché diversi sono i criteri che si possono adottare nell'allocare i costi della filiera. In particolare per il settore dei rifiuti, i costi legati al trattamento del tal quale possono alternativamente essere imputati alla produzione di energia oppure allo smaltimento del rifiuto. La differenza è rilevante ed il principio da seguire è a nostro avviso la maggior aderenza possibile con la finalità delle diverse parti d'impianto, senza portare alla copertura di costi dovuti da un'attività con i ricavi dell'altra. Alla luce di questo principio il costo del kWh è calcolato considerando il costo del CDR uguale a zero. Per il resto l'impianto è simile ad un impianto a biomassa, con maggiori costi di gestione e manutenzione.

Infine, gli impianti funzionanti a *oli vegetali* rappresentano un settore di attività innovativo e di particolare interesse in ambito nazionale. L'olio grezzo può essere

utilizzato in impianti di media taglia (5-15 MW) con motori diesel di derivazione navale con buoni rendimenti o turbine per la produzione di calore e elettricità. Tuttavia, l'utilizzo di combustibili di sola origine locale quali girasole e colza, che potrebbe potenzialmente promuove le filiere agricole locali, non risulta economicamente sostenibile alla luce delle quantità disponibili localmente e dei più recenti sviluppi dei prezzi del mercato agricolo e di quello degli oli di importazione. Risulta invece economicamente sostenibile una soluzione basata su un mix di combustibili locali e di importazione, che consentono di abbassare il prezzo medio di acquisto del combustibile. Si tenga conto che un impianto da 55 MW come quello analizzato, che consente di ridurre i costi unitari di investimento, richiede una superficie di circa 90.000 ettari coltivati ad oleaginose. Una produzione pari a quella di tutte le oleaginose coltivate nel Veneto quest'anno, quasi il triplo tenendo conto della rotazione delle colture. L'incertezza di questi impianti sta nella disponibilità di combustibile a buon prezzo nel lungo periodo, considerata la crescita della domanda di oli a livello mondiale.

Si sono valutati infine gli impianti alimentati a *biogas da discarica* e da *digestione anaerobica* di materiale organico. Il primo caso è piuttosto standard e trova molte applicazioni nelle discariche italiane, che hanno l'obbligo di legge di captare il biogas. Il confine tra gestione del rifiuto e produzione elettrica è stato posto alle flangie di immissione del gas al motore, tenendo conto però degli extra costi di realizzazione della rete per garantire la qualità del gas per la produzione elettrica. Non si è ritenuto corretto dare un valore economico al biogas, che rappresenta un prodotto di scarto della filiera rifiuti. Tuttavia, si è considerata la variabilità del costo di generazione in funzione di un prezzo del biogas, considerata la prassi di remunerare i proprietari delle discariche con un pagamento per il biogas, consentita dall'attuale regime di incentivazione basato sui certificati verdi. Per gli impianti con digestore, si sono considerati casi tipici alimentati con prodotti agricoli e di scarto dell'industria zootecnica.

## **10.2. Il costo del kWh generato dalle FER**

Obiettivo del lavoro di calcolo del costo del kWh generato da FER, che si è svolto in stretta collaborazione e supporto con gli operatori del settore, è quello di giungere ad una conoscenza aggiornata delle condizioni di investimento e dei costi delle diverse opzioni tecnologiche per la produzione elettrica con impianti alimentati da fonti rinnovabili, per comprendere il loro livello di competitività nel mercato dell'energia elettrica. Si è cercato di riferirsi a condizioni quanto più possibile generali, tenendo presente che il costo

dell'energia elettrica prodotta da questi impianti è il frutto di una combinazione di fattori che sono molto specifici e difficilmente ripetibili anche in due soli impianti, per cui la variabilità del costo complessivo è estremamente elevata.

La stima del costo di generazione ha tenuto in considerazione le condizioni effettive per gli investimenti emerse negli incontri con primari operatori del settore nel corso dei primi mesi del 2007. Il tasso di sconto utilizzato per l'attualizzazione dei flussi di costo dei progetti è il Weighted Average Cost of Capital (WACC) o "costo medio ponderato del capitale", inteso come stima del tasso interno di rendimento del progetto ovvero il tasso di rendimento complessivo richiesto da tutti gli investitori (portatori di debito e di capitale proprio). Nella tabella di seguito sono riportate le caratteristiche del finanziamento ipotizzate per ciascuna tecnologia, utili al fine di determinare un costo medio pesato (Weighted Average Cost of Capital WACC) per l'ammortamento degli investimenti.

	Impianti idroelettrici			Impianti eolici		
	PS (P<10MW)	PS (P>10MW)	GS (P<10MW)	AT (P>10MVA)	MT (P<10MVA)	1 WTG in MT
<b>tasso D</b>	5,90%	5,20%	5,90%	5,20%	5,70%	5,70%
<b>tasso E</b>	20%	20%	20%	20%	20%	7%
<b>%D</b>	80%	80%	80%	80%	80%	50%
<b>%E</b>	20%	20%	20%	20%	20%	50%
<b>WACC</b>	<b>8,7%</b>	<b>8,2%</b>	<b>8,7%</b>	<b>8,2%</b>	<b>8,6%</b>	<b>6,35%</b>

	Impianti FV		Impianti a combustione				
	(50kW<P<1MW)	3kW	Combustione diretta	Biocomb vegetali	CDR	Biogas digest	Biogas discarica
<b>tasso debito</b>	5,20%	5,55%	6,05%	6,05%	6,05%	6,05%	6,05%
<b>tasso cap proprio</b>	20%	0%	20%	20%	20%	20%	10%
<b>% debito</b>	100%	100%	75%	75%	75%	75%	75%
<b>% cap. proprio</b>	0%	0%	25%	25%	25%	25%	25%
<b>WACC</b>	<b>5,2%</b>	<b>5,6%</b>	<b>9,5%</b>	<b>9,5%</b>	<b>9,5%</b>	<b>9,5%</b>	<b>7,0%</b>

Sulla base delle ipotesi formulate nello studio la sintesi relativa ai costi stimati è riportata nella Tabella 62 che segue, che illustra i riferimenti degli investimenti per ciascuna tecnologia. Si osservi che si tratta di costi di generazione valutati in base ad un criterio economico, senza tenere conto delle modalità di finanziamento o della redditività derivante dalla vendita dell'energia elettrica prodotta.

Tecnologia generazione	Taglia (MWe)	Vita (anni)	Ore anno	WACC	Costo invest. (€/kW)	O&M (€/kWh)	comb. (€/kWh)	Quota invest. (€/kWh)	Costo totale (€/kWh)
Idroelettrico BASSO Salto <1MW	0,4	30	4000	8,7%	4500	7,0		10,4	<b>17,4</b>
Idroelettrico BASSO Salto (1MW < P <10MW)	4,2	30	4700	8,7%	4500	1,7		8,9	<b>10,6</b>
Idroelettrico ALTO Salto (1MW < P <10MW)	3,3	30	2400	8,7%	2300	1,7		8,9	<b>10,5</b>
Idroelettrico BASSO Salto (P > 10MW)	15,0	30	2900	8,2%	2500	2,1		7,6	<b>9,6</b>
Eolico in alta tensione (P>10MVA)	30,0	20	1900	8,2%	1600	1,8		8,7	<b>10,5</b>
Eolico in media tensione (P<10MVA)	8,0	20	1900	8,6%	1400	2,3		7,8	<b>10,1</b>
Eolico isolato (turbina singola)	2,0	20	2000	6,4%	1500	2,7		6,7	<b>9,4</b>
Fotovoltaico commerciale (P = 300 kW)	0,3	20	1300	5,2%	5800	4,6		36,4	<b>41,0</b>
Fotovoltaico domestico (P = 3kW)	0,0	20	1300	5,6%	6500	8,0		42,0	<b>50,1</b>
Combustione diretta biomassa (P = 17 MW)	17,0	15	7500	9,5%	3000	5,0	9,5	6,0	<b>20,5</b>
Combustione CDR (P = 17 MW)	17,0	15	7000	9,5%	4000	6,1	0,0	7,3	<b>13,5</b>
Combustione oli vegetali	17,0	15	7000	9,5%	1000	2,0	11,4	1,8	<b>15,3</b>
Combustione biogas da discarica	0,5	10	7000	7,0%	1800	2,2	0,0	3,7	<b>5,9</b>
Combustione biogas da digestore	0,5	10	7000	9,5%	3000	2,1	5,4	6,8	<b>14,3</b>

**Tabella 62: Stima del costo del kWh<sub>e</sub> per varie tecnologie**

Si osservi che si tratta di costi di generazione valutati in base ad un criterio economico, senza tenere conto delle modalità di finanziamento o della redditività derivante dalla vendita dell'energia elettrica prodotta. ).

Per meglio comprendere i risultati dello studio, sono state fatte poi una serie di analisi di sensibilità per valutare le variazioni del costo complessivo in funzione dei parametri più significativi. Tali analisi sono state realizzate ceteris paribus, variando sempre unicamente un parametro lasciando invariati tutti gli altri.

### ***10.3. Il costo dell'elettricità prodotta da fonti rinnovabili in Italia: una stima dei costi delle "inefficienze" del sistema***

Con riferimento alla produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili (e-FER) in Italia, il costo industriale risulta spesso superiore rispetto a quello della produzione elettrica da fonti fossili, sebbene molto differenziato a seconda del sito di riferimento. Tuttavia, i costi relativi alla tecnologia sono diminuiti considerevolmente e, qualora il sistema dei prezzi prendesse in considerazione i costi esterni, le fonti rinnovabili potrebbero in taluni casi risultare competitive con le fonti fossili tradizionali.

Lo sviluppo delle fonti energetiche rinnovabili è spesso ostacolato da elementi non strettamente legati alla costruzione e al funzionamento dell'impianto quanto piuttosto al rischio dell'operazione, che porta a costi indiretti. La procedura di autorizzazione, per esempio, è spesso complicata e impegnativa soprattutto per il tempo che richiede con la conseguente elevata "mortalità" degli investimenti. Questa criticità nella fase di sviluppo si traduce in costi addizionali per la gestione dei progetti che riescono a superare la fase autorizzativa. Un altro importante fattore è il maggior costo del capitale che gli investitori devono pagare a motivo del rischio dei progetti nel settore. In questo contesto il meccanismo di incentivazione può svolgere un ruolo molto importante per la riduzione del rischio. L'analisi dei diversi meccanismi di supporto attualmente utilizzati nella UE mostra come alcune forme di incentivazione siano più efficienti di altre nel ridurre la percezione di rischio degli investitori e degli enti finanziatori, contribuendo a rendere gli investimenti meno onerosi grazie alla riduzione del costo del capitale (di rischio e di debito). In particolare, relativamente ai costi di generazione elettrica per alcune fonti rinnovabili, sono stati stimati i costi delle "inefficienze" del sistema, relativi alla percezione del rischio degli investitori e dei finanziatori, indagando il legame tra rischio e successo del meccanismo di incentivazione, con l'introduzione di un approccio di stima dei costi addizionali che gli investitori sopportano per operare in un settore ritenuto "rischioso".

Il problema dell'accettabilità sociale degli impianti di produzione elettrica alimentati da fonti rinnovabili è stato individuato anche nel "*position paper*" come il fattore probabilmente più importante per poter consentire l'effettivo sfruttamento del potenziale di sviluppo del settore. Le dinamiche di contestazione delle comunità locali in particolare, sono effettivamente la principale criticità nello svolgimento dei procedimenti autorizzativi degli impianti alimentati da fonti rinnovabili, procedimenti che oggi sono prevalentemente

di competenza delle Province. La legge finanziaria 2007 introduce modifiche del DLgs n.387/2003 finalizzate a snellire e semplificare il procedimento autorizzativo unico per gli impianti. Le modifiche introdotte potranno dare un contributo all'efficacia dei procedimenti autorizzativi ma non si può pensare di superare le criticità legate alle dinamiche di conflitto ambientale soprattutto se non verrà superato un approccio burocratico formale nella gestione degli strumenti di comunicazione informazione e partecipazione del pubblico interessato già previsti dalla normativa, in particolare per la Valutazione di impatto ambientale.

La rilevanza quantitativa dei nuovi obiettivi mette in evidenza la criticità dei risultati delle analisi internazionali che mostrano per l'Italia uno dei livelli più alti di incentivazione correlato ad uno dei più bassi di crescita del settore. Perseguire i nuovi e impegnativi obiettivi richiede la messa a punto dei regimi di incentivazione che garantiscano maggiore efficienza e trasparenza così da minimizzare i costi delle politiche di sostegno. In termini di indirizzi generali appare necessario porre l'analisi di efficacia e efficienza del ciclo di politiche di promozione delle fonti rinnovabili che si intende superare, come riferimento per la definizione di nuovi obiettivi e strumenti, cosa che non sembra essere avvenuta in modo trasparente da parte dei decisori politici con le nuove norme in materia di incentivi introdotte dalla legge finanziaria 2008. Nello spettro dei livelli istituzionali, dallo Stato agli Enti Locali per il ruolo di regia dell'amministrazione centrale nelle politiche per la promozione delle fonti rinnovabili si possono individuare tre ambiti di riferimento che saranno determinanti per un salto di qualità nell'efficacia dell'intervento pubblico in questo settore: un ambito di scenario nazionale, uno di scenario regionale ed uno di scenario locale

Sebbene lo sviluppo tecnologico abbia portato a significative riduzioni di costo, in particolare in alcuni settori quali quello dell'energia eolica, le fonti rinnovabili sono ancora penalizzate da elementi di costo non strettamente legati alla tecnologia. I costi e le lungaggini delle procedure amministrative e le incertezze regolatorie locali hanno come conseguenza maggiori costi del capitale in quanto i finanziatori, siano essi istituti di credito o investitori privati, richiedono ritorni più elevati per il rischio di investire in questo settore.

Un ambiente regolatorio stabile e delle politiche energetiche di lungo periodo sono necessari per lo sviluppo dell'industria delle rinnovabili su larga scala. Paesi con una politica stabile di supporto alle fonti rinnovabili come la Germania, la Spagna e la

Danimarca hanno avuto successo nello stabilire un'industria nel settore delle FER. Di fatto, gli obiettivi ambiziosi di crescita del mercato internazionale stanno creando concorrenza tra i paesi per consolidare un'industria di settore che porti vantaggi economici internamente.

Al fine di raggiungere i target stabiliti per la penetrazione delle FER a livello internazionale senza rimanere semplici spettatori e acquirenti nei mercati che stanno crescendo a ritmi impressionanti, è essenziale per il sistema produttivo italiano diminuire il rischio per gli investitori facendo in modo che gli investimenti nelle FER siano commercialmente sostenibili grazie a un ritorno stabile, garantito solo da adeguate politiche di governo di settore. In assenza di politiche di sostegno adeguate per favorire grandi investimenti nelle fonti rinnovabili o quando le politiche di sostegno sono deboli, si ha l'impressione che le fonti rinnovabili possano funzionare solo su piccola scala. Tanto più la politica energetica e di sostegno alle rinnovabili è debole, tanto minore risulta la dimensione dell'industria di settore e come conseguenza tanto maggiori sono i costi degli impianti di generazione [73].

### **10.3.1. Principali barriere allo sviluppo di progetti rinnovabili**

Da un'indagine condotta nell'ambito del progetto europeo OPTRES (Assessment and Optimisation of Renewable Energy Support Schemes in the European Electricity Market) si evince come le principali barriere incontrate da operatori del settore delle rinnovabili siano di *natura amministrativa, di accesso alla rete, sociali e finanziarie* (OPTRES, 2006). Tra le difficoltà affrontate dagli operatori del settore le barriere *amministrative* e quelle legate alle incertezze alle discontinuità della *regolamentazione* sembrano essere le più difficili da superare e vengono trattate in questa sede in maggior dettaglio insieme alle barriere di natura finanziaria. Si sono infatti stimati i maggiori costi finanziari dovuti alla percezione del rischio degli investitori nel settore della generazione elettrica da fonti rinnovabili con particolare riferimento al caso italiano. Le procedure per l'ottenimento delle autorizzazioni richiedono tempi lunghi e presentano diversi elementi di complessità che si traducono in incertezze e lungaggini per lo sviluppo dei progetti. Questo accresce le pressioni e i costi per raggiungere gli obiettivi di penetrazione stabiliti per le FER e porta a cautele nella fissazione dei target per il futuro.

Le *barriere amministrative e di regolamentazione* sono conseguenza di una serie di ostacoli, che sono riassunti di seguito:

- eccessivo numero di soggetti coinvolti nelle procedure autorizzative;
- indeterminazione normativa (impatto ambientale, nuove tecnologie, ...);
- mancanza di coordinamento tra i vari soggetti;
- tempi lunghi e incerti per l'ottenimento dei permessi;
- mancanza di pianificazione dei processi di investimento;
- scarsa conoscenza dei benefici legati alla penetrazione delle rinnovabili a livello locale e regionale.

La percezione delle barriere amministrative e di regolamentazione è diversa per le diverse tecnologie, con casi limite che rasentano l'incredibile. I tempi di attesa per autorizzare un impianto sono solitamente superiori ai 2 anni, con un numero incredibile di soggetti che a diversi stadi possono interrompere il procedimento anche con motivazioni marginali. Il recente abbandono di diversi progetti a motivo delle difficoltà autorizzative è un insuccesso della devoluzione delle competenze in tema energetico nella normativa italiana.

Strettamente correlate alle barriere amministrative e di regolamentazione sono le *barriere finanziarie*. Il fatto che il completamento delle procedure amministrative richieda tempi lunghi e che vi sia una sostanziale incertezza sull'ottenimento di tutte le autorizzazioni portano come conseguenza una maggior percezione di rischio da parte degli istituti finanziari e degli investitori privati, che richiedono quindi un maggior rendimento per impegnare il proprio denaro in questo settore.

La mancanza di fiducia degli istituti finanziari può tradursi in una barriera importante allo sviluppo di nuovi investimenti in quanto la mancanza di volontà degli investitori nel settore può tradursi in mancanza di fondi a condizioni vantaggiose per lo sviluppo di progetti. D'altro lato, l'incertezza del mercato dei certificati verdi spinge le banche di investimento ad adottare misure per mitigare il rischio dei progetti, quali la richiesta di premi di rischio elevati, di contratti di lungo periodo di cessione dell'energia e dei certificati, o prezzi minimi garantiti.

Il lento sviluppo delle fonti rinnovabili di energia è dovuto anche alla difficoltà di calcolare, all'inizio della fase di sviluppo di un progetto, quale sia l'effettivo supporto disponibile al fine di un accurata previsione dei flussi di cassa futuri. Le varie categorie di portatori di interesse concordano sul fatto che la percezione delle barriere finanziarie sia piuttosto forte per il fotovoltaico e l'eolico, seguiti dall'idroelettrico e dalle biomasse.

Al fine di ridurre il loro rischio, gli istituti finanziari possono richiedere agli operatori di firmare contratti di lungo periodo con i consumatori così come garanzie date da prezzi minimi. Johnston et al., 2007, considerano il meccanismo di “take or pay” come il meccanismo di supporto più efficace ed efficiente per le FER e sostengono che gli investitori del settore necessitano di coprire oltre il 70% del loro output con contratti di lungo periodo al fine di riuscire ad ottenere finanziamenti da terzi. Questo non sempre è possibile e la richiesta di siglare contratti di lungo periodo può rappresentare un’importante barriera dal momento che i consumatori stessi sono restii a limitare le loro scelte legandosi ad un fornitore con contratti di lungo periodo. Inoltre, l’elevato premio per il rischio limita il numero dei progetti che sono economicamente fattibili.

Per rendere più semplice il finanziamento di nuovi progetti molti governi hanno adottato misure che limitano il mercato e danno maggior stabilità. In Belgio per esempio le società che fanno finanziamenti non hanno fiducia nel prezzo dei Certificati Verdi ed il prezzo minimo garantito è in questo caso fondamentale. In Italia è stata introdotta la garanzia d’acquisto dei Certificati Verdi da parte dell’operatore di rete. In Francia, lo sviluppo di impianti eolici è ostacolato dalla richiesta per gli operatori di trovare delle garanzie finanziarie per lo smantellamento dell’impianto a fine vita. Una condizione piuttosto restrittiva che non si applica nemmeno agli impianti nucleari. I costi aggiuntivi che gli operatori sostengono per la percezione del rischio dei finanziatori nel caso specifico dell’Italia sono analizzati in maggior dettaglio nel paragrafo 10.3.2. Relativamente ai nuovi Stati Membri della UE, infine, il contesto politico (forte orientamento verso le fonti fossili/nucleare da parte della classe politica, bassi costi dell’elettricità, eccesso di capacità, minor interesse ambientale) solleva alcuni dubbi sul desiderio di perseguire una politica aggressiva sulle FER nel futuro (FavoRES, 2005).

Con riferimento al caso italiano, gli aspetti di maggiore criticità per lo sviluppo di impianti di generazione elettrica da FER (e-FER) derivano principalmente da:

- mancanza di criteri di localizzazione e di coordinamento a livello nazionale per lo sviluppo di impianti e-FER;
- tempi eccessivamente lunghi per il rilascio delle autorizzazioni alla realizzazione dei nuovi impianti da parte degli istituti competenti, che creano forti ritardi nel rilascio delle autorizzazioni;
- mancanza di coordinamento della programmazione energetica regionale nonché nella fase di implementazione;

- esistenza di procedure autorizzative diverse da parte delle Regioni;
- scarsa struttura di ripartizione delle competenze e conflitti tra la necessità di tutela del territorio e lo sviluppo delle FER;
- problematiche legate alla tempistica e allo sviluppo delle infrastrutture di rete;
- criticità relativa ai tempi e alle modalità di allacciamento degli impianti alla rete.

Alla luce di queste considerazioni risulta fondamentale per il perseguimento degli ambiziosi obiettivi di penetrazione delle fonti rinnovabili puntare ad una ripartizione economicamente fondata fra le Regioni degli obiettivi nazionali di sviluppo delle e-FER, puntando all'omogeneità delle procedure autorizzative che ancora sono differenziate da parte delle diverse Regioni, come già previsto dal decreto 387/03, mai attuato. In mancanza di linee guida per il procedimento autorizzativo unico, le regioni hanno infatti finora deliberato sulla base di procedure disomogenee e spesso restrittive (come nel caso della distanza minima da centri abitati, o i requisiti urbanistici per il fotovoltaico). Per ambire ad attuare gli investimenti programmati è fondamentale disporre di linee guida chiare e condivise, con un numero di interlocutori contenuto per gli investitori capaci di assicurare tempi di rilascio delle autorizzazioni contenuti. Si tratta quindi di rafforzare la relazione tra governo e amministrazioni locali competenti al fine di costruire consenso nel processo decisionale di sviluppo delle rinnovabili, prevedendo meccanismi di premi per le amministrazioni virtuose e sanzioni per quelle incapaci di concretizzare gli impegni. Se il segnale della necessità di investire non giunge in ambito locale, sarà impossibile ottenere il consenso per realizzare i nuovi progetti. Relativamente ai tempi e ai costi di allacciamento alla rete, benché la delibera AEEG n. 281/05 contenga indicazioni importanti, permane il problema degli elevati costi richiesti agli operatori nuovi entranti, ai quali dovrebbe essere invece garantito l'accesso alla rete con procedure semplici, trasparenti e non discriminatorie. Si devono introdurre meccanismi in base ai quali chi realizza il progetto e l'operatore di rete locale siano cointeressati all'avvio dell'impianto, ad esempio con dei corrispettivi nella tariffa di distribuzione proporzionali a parametri di efficacia nell'attività di connessione dei nuovi impianti, come già avviene per la qualità del servizio elettrico. Infine, dovrà essere diffusa sul territorio la conoscenza dei benefici generati dalla differenziazione delle fonti e dall'uso di energia rinnovabile.

### **10.3.2. Valutazione dei costi delle inefficienze del sistema e delle barriere allo sviluppo de progetti: la riduzione dei costi possibile**

L'analisi della struttura dei costi per lo sviluppo delle e-FER in Italia ha individuato molte voci di costo che non sono direttamente collegate alla tecnologia, ma dovute ad una struttura di regolamentazione ed amministrativa non ottimale. Si è cercato di individuare l'incidenza di tali costi sul costo di generazione elettrica da FER e stimare la riduzione di costi possibile nel caso di una migliore definizione delle regole di funzionamento del settore. Le stime dei costi delle inefficienze del sistema sono frutto dell'indagine condotta tra gli operatori del settore nell'ambito dello studio sui costi di generazione elettrica da fonti rinnovabili in Italia illustrato sopra. L'analisi è stata ristretta ai settori della generazione *idroelettrica*, *eolica* e da *biogas*, nei quali con maggiore incidenza si manifestano costi dovuti ad inefficienze di sistema in termini di eccessivi tempi autorizzativi e di extra oneri relativi ai pagamenti che vengono richiesti dai comuni ospitanti i progetti.

Per gli impianti *idroelettrici* i costi legati alle autorizzazioni sono principalmente quelli relativi all'ottenimento delle concessioni per la derivazione dell'acqua, che richiedono tempi lunghi ed elevati costi. Gli esborsi relativi alle eccessiva articolazione del processo di concessione di derivazione d'acqua e di rilascio delle conseguenti autorizzazioni sono stati stimati calcolando gli interessi che maturano sui costi che si affrontano con eccessivo anticipo, quantificando in due anni l'allungamento della fase di sviluppo. In effetti la fase di concessione e autorizzazione dura di più, ma il calcolo è stato effettuato assumendo che i costi di sviluppo vengano pagati in media con un anticipo di due anni rispetto all'operatività commerciale dell'impianto. I costi autorizzativi sono stati stimati pari a circa €250.000/MW con un tasso di interesse equivalente al WACC utilizzato per il calcolo del costo del kWh per la medesima tecnologia. Un altro costo che viene considerato come parte delle inefficienze di sistema in quanto non espressamente dovuto, sono i pagamenti che vengono richiesti dai comuni ospitanti i progetti, pari grosso modo al 5% dei ricavi attesi dall'impianto durante tutto l'arco della sua vita. Si tratta di una prassi che risulta economicamente sostenibile grazie all'elevata remuneratività dei certificati verdi in Italia.

Per gli impianti *eolici*, gli extra costi relativi alle inefficienze di sistema e ai ritardi per l'ottenimento dei permessi/autorizzazioni sono stati stimati essere pari a circa

€150.000/MW, dovuti a studi di impatto non previsti dalla normativa attuale e dal fatto che per ogni impianto cantierato ve ne sono solitamente altri che rimangono alla fase di progettazione per l'impossibilità di concludere il processo autorizzativo. Anche in questo caso un costo non dovuto, ma sostenuto dagli operatori è relativo ai pagamenti agli enti locali ospitanti il progetto, incidente fino al 5% del fatturato come nel caso degli impianti idroelettrici.

Per gli impianti a *biogas*, i costi di investimento potrebbero essere ridotti di circa €400/kW quando si tenesse conto del fatto che i costi relativi alla gestione della discarica non dovrebbero essere a carico dei gestori degli impianti elettrici.

Infine, per tutte le tecnologie analizzate i ritardi autorizzativi e le incertezze della regolamentazione portano a maggiori costi del capitale in quanto gli istituti finanziari e gli investitori privati richiedono margini superiori per i maggiori rischi percepiti quando si investe nel settore. Il costo del debito si è stimato che potrebbe essere inferiore dello 0,8% in tutti i casi analizzati, grazie alla contrazione degli spread richiesti in condizioni di minor rischio percepito.

La Tabella 63 riassume le ipotesi adottate per procedere alla stima dei costi delle inefficienze di sistema per le tecnologie in cui i dati ricevuti dagli operatori fossero sufficienti per una generalizzazione.

<b>Tecnologia generazione</b>	<b>Inefficienze di sistema</b>	<b>Costo inefficienze di sistema</b>	<b>Metodologia di calcolo</b>
Impianti idroelettrici	- Costo concessioni - Pagamenti ai comuni	€250.000/MW 5% fatturato	- costo interessi maturati sul costo delle concessioni nei due anni precedenti l'entrata in esercizio dell'impianto - 5% del costo totale al kWh
Impianti eolici	- Costo permessi e/o autorizzazioni - Pagamenti ai comuni	€150.000/MW 5% fatturato	- Riduzione del costo di investimento pari a €150.000/MW - Riduzione del 5% del costo totale al kWh
Impianti alimentati a biogas da discarica	- Costi gestione discarica	€400.000/MW	- Riduzione del costo di investimento pari a €400.000/MW

**Tabella 63: tabella riassuntiva delle ipotesi di stima del costo delle inefficienze di sistema**

Si riportano in Tabella 64 le stime di riduzione di costo qualora fosse possibile eliminare tutte le inefficienze citate.

Tecnologia generazione	Taglia (MWe)	Vita utile (anni)	Ore anno	Costo investimento (€/kW)	Costo O&M (€/kWh)	Costo totale (€/kWh)	Costo totale senza inefficienze di sistema (€/kWh)	Riduzione di costo (%)
Impianti idroelettrici	4,2	30	4700	4500	1,7	10,6	7,7	27%
Impianti eolici	30,0	20	1900	1600	1,8	10,5	8,7	17%
Impianti alimentati a biogas da discarica	0,5	10	7000	1800	2,2	5,9	5,0	16%

**Tabella 64: Stima delle riduzioni di costo possibili in assenza delle "inefficienze" di sistema**

L'incidenza delle inefficienze varia da un 16% per gli impianti a biogas al 27% per quelli idroelettrici. È palese quindi come il superamento di tali sub-ottimalità sia da privilegiare rispetto alla concessione di ulteriori sussidi, nell'ottica di salvaguardare l'efficienza complessiva e contenere gli esborsi da parte dei consumatori finali.

### **10.3.3. I sistemi di incentivo alle e-FER in EU: rischio ed efficacia**

Il mercato delle fonti rinnovabili di energia e i relativi meccanismi di sostegno sono in continua evoluzione. I Paesi effettuano un monitoraggio e "aggiustamento" continuo delle loro politiche di supporto alle FER al fine di migliorarle, a volte adottando meccanismi di supporto completamente nuovi. I due meccanismi di incentivazione possibili sono quelli *di prezzo* e quelli *di quantità*.

I meccanismi "*di prezzo*" prevedono la concessione di una remunerazione di favore garantita su tutta la produzione, come nel caso dei prezzi di cessione speciali (*feed-in tariffs o FIT*) o i bonus che si aggiungono al prezzo di mercato del chilowattora. La durata temporale dell'incentivo, oltre al suo ammontare, rappresenta un parametro molto importante per la valutazione complessiva del sistema di incentivazione. Attualmente il meccanismo di feed-in viene utilizzato in 19 dei 25 Paesi UE e si tratta anche del meccanismo che ha assicurato il maggior ammontare di finanziamenti (Del Rio et al., 2007). Essendo il prezzo minimo garantito assicurato a tutti i nuovi impianti che ne facciano richiesta, non si conosce a priori il costo del programma di sostegno, non

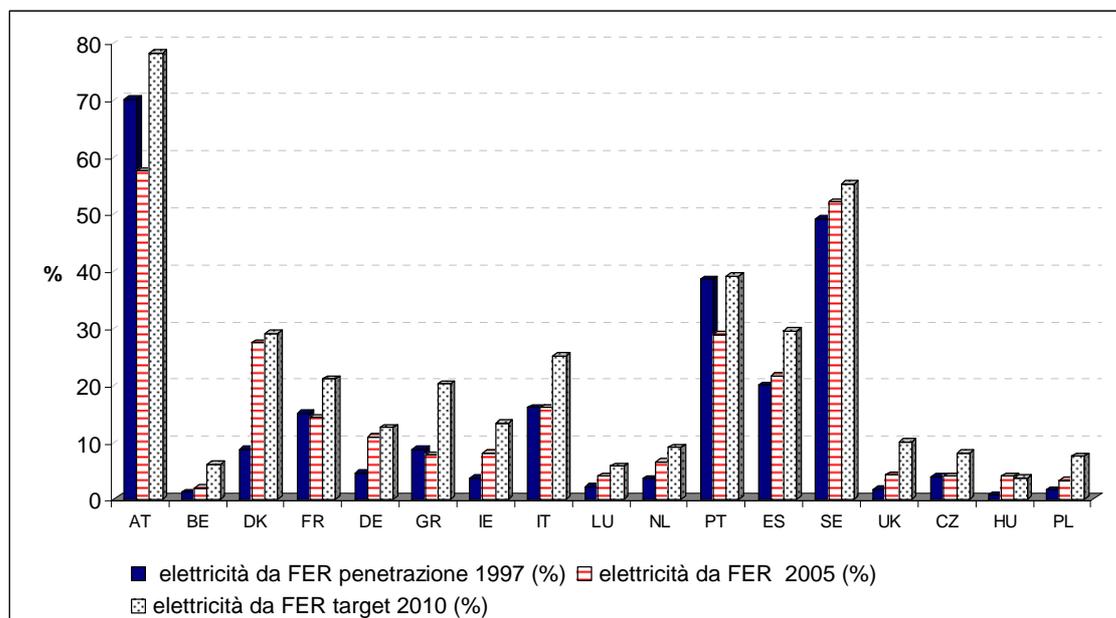
potendosi prevedere la quantità di energia offerta, che sarà elevata se il prezzo offerto è ritenuto interessante dagli investitori.

I meccanismi “*di quantità*” sono basati sull’introduzione di una quota del mercato elettrico riservata alle fonti che si vogliono sostenere, creando di fatto un mercato riservato. Rientrano in questo tipo di approccio le aste riservate per la realizzazione di impianti e i certificati verdi, titoli comprovanti la effettiva produzione rinnovabile. La cessione di tali certificati apporta un ulteriore introito ai produttori da fonti rinnovabili, integrando i loro ricavi dalla vendita dell’energia. Al fine di assicurare il funzionamento di un meccanismo di questo tipo, il raggiungimento della quota prefissata è solitamente accompagnato da una sanzione nel caso di mancato rispetto dell’obbligo. In alcuni paesi è stato introdotto un prezzo di “buy-out” che stabilisce un limite superiore al fine del contenimento del prezzo a cui viene venduta l’elettricità rinnovabile (Dinica, 2005). Il meccanismo delle quote è considerato più “vicino” al mercato rispetto al meccanismo di feed-in in quanto il prezzo non è predeterminato e i produttori sono sottoposti ad una certa pressione competitiva per la vendita dei propri certificati. Questo tuttavia si traduce in minori certezze per gli operatori relativamente al prezzo futuro che verrà pagato ai generatori elettrici e anche relativamente alla durata del contratto. Il mercato dei certificati verdi ha l’ambizione di facilitare l’investimento da parte degli operatori più efficienti, che potranno offrire la loro produzione a condizioni più interessanti rispetto ai concorrenti, con il conseguimento dell’obiettivo di quota a costo minimo.

Il sistema *feed-in* ha avuto successo nello stimolare la crescita delle e-FER nei paesi in cui è stato implementato, dove il meccanismo non è stato ostacolato da altre significative barriere (amministrative, di accesso alla rete etc.). I paesi che hanno sperimentato gli incrementi più significativi nell’utilizzo delle e-FER hanno tutti optato per meccanismi di feed-in: Germania, Spagna, Grecia, Portogallo, sebbene gli ultimi due abbiano visto un incremento meno rapido della capacità installata. Altri paesi hanno cambiato il loro sistema di incentivazione a favore di un parziale meccanismo di feed-in (Francia, Austria, Slovenia, Irlanda e Paesi Bassi).

La garanzia di ricevere una tariffa stabile per un periodo di tempo relativamente lungo, generalmente 8-15 anni, ma in alcuni casi anche 20-30 anni da stabilità al mercato e sicurezza agli investitori (Sawin, 2004). La correlazione tra il tasso di nuove installazioni di impianti elettrici FER e la percezione di rischio e di sicurezza del mercato è evidente (FORRES, 2005). In Figura 44 si riporta la penetrazione normalizzata del mercato delle

rinnovabili nel 2005 confrontato con quello del 1997, anno di riferimento per la Direttiva 2001/77/CE<sup>29</sup>. Il calcolo di normalizzazione riguarda un anno di piovosità e ventosità medie, al fine di evitare l'influenza di condizioni climatiche particolari, ad esempio di siccità o di eccessiva piovosità.



**Figura 44: Penetrazione normalizzata della produzione elettrica da Fonti Energetiche Rinnovabili (FER) rispetto al target 2010 nei Paesi UE in cui siano disponibili i dati per l'anno 2005. Fonte, CE, 2007.**

Sebbene il meccanismo di supporto possa essere valutato secondo vari criteri, ci si concentra qui sull'efficacia dei vari sistemi e sulla loro capacità di mitigare il rischio. *L'efficacia* di un sistema di incentivazione viene definita come la capacità di supportare lo sviluppo delle tecnologie di conversione delle fonti rinnovabili.

Tuttavia, questo dipende anche da altri fattori alcuni dei quali non sono necessariamente funzione degli strumenti di incentivazione utilizzati (livello di supporto e disegno del sistema) come per esempio la regolamentazione relativa all'accesso alla rete, le procedure amministrative ecc. Si assume qui che vi sia una correlazione diretta tra lo strumento di incentivo e l'ammontare di capacità installata e che il meccanismo di supporto sia il principale fattore di influenza del livello di penetrazione di una determinata tecnologia. Relativamente alla mitigazione del rischio, i meccanismi di incentivazione che danno

<sup>29</sup> Non tutti i Paesi Membri avevano dati per il 2005 quindi si riportano dati per il 2004 e il 2005. Generalmente le ultime statistiche consolidate sono per l'anno 2004. Alcuni Paesi hanno presentato dati per l'anno 2005 e si conoscono i dati del settore eolico, fotovoltaico e del biogas per il 2005. I dati per le biomasse provengono da statistiche provvisorie di fonte IEA. Quando disponibili vengono riportati i dati 2005.

certezze agli investitori stimolano una maggiore diffusione (sono quindi piú “efficaci”) e permettono il reperimento di capitale a minor costo (minor premio per il rischio), riducendo in tal modo i costi complessivi. I meccanismi di feed-in danno un’elevata sicurezza agli investitori avversi al rischio, garantendo la stabilit  dei ricavi nel caso di elevati investimenti iniziali (Del Rio et al., 2007).

Il successo di un meccanismo di feed-in nello stimolare la percentuale delle fonti rinnovabili si pu  quindi spiegare in termini di minor rischio/maggiore certezza che fornisce agli investitori rispetto ad altri meccanismi (Oppermann, 2001; Menanteau et al., 2003, Langniss, 1999). La diminuzione del rischio aumenta la capacit  degli investitori di reperire finanziamenti per i loro investimenti sul mercato dei capitali. Questo   cruciale in particolare per gli operatori del settore delle rinnovabili che di solito sono di dimensioni medio piccole con considerevoli difficolt  a finanziare gli investimenti con mezzi propri e trovare all’interno della loro azienda dei cespiti che servano da garanzia per la contrazione del debito. La diminuzione del rischio quindi migliora l’accesso al mercato dei capitali e riduce il costo del capitale e di conseguenza il costo complessivo della generazione da fonti rinnovabili. La diminuzione del costo del capitale si pu  quindi considerare anche un modo per aumentare *l’efficienza* di un sistema di incentivazione.

  dimostrato come il costo del capitale per gli investimenti e-FER nei paesi con tradizioni di feed-in stabili sia significativamente inferiore rispetto a quello di paesi che adottino altri strumenti di incentivazione con elementi di maggior rischio sul ritorno degli investimenti (FORRES, 2005). In conclusione, nel caso delle tariffe feed-in, il premio per il rischio richiesto dagli investitori pu  essere minimizzato dall’alto livello di sicurezza dei prezzi (Ragwitz, Huber, 2005). Butler and Neuhoff (2007) stimano come il rischio precepito dagli investitori nel settore eolico nel Regno Unito, dove il sistema di incentivazione   del tipo di quantit , risulti in un premio sul costo del capitale, o tasso di rendimento, che porta a costi superiori del 30%.

Mentre la minimizzazione dei costi per i consumatori   fondamentale per i sostenitori del meccanismo di quota, Mitchell et al. (2004) dimostrano come il rischio per gli investitori in questo caso sia maggiore. Mentre i risparmi nei costi relativi al miglioramento tecnologico dovrebbero essere facilmente trasmessi con un sistema di quota, tutti i generatori con questo meccanismo si assumono il rischio di prezzo, volume e bilanciamento. Il prezzo a disposizione dei generatori elettrici da fonti rinnovabili pu  talvolta essere basso e imprevedibile, rendendo incerto il flusso di cassa futuro. I

generatori non hanno certezza di riuscire a monetizzare adeguatamente la propria produzione o i loro Certificati Verdi, in quanto questo dipende dalla quantità offerta relativamente al livello dell'obbligo. Inoltre, il valore della produzione varia al variare delle regole del mercato. È anche possibile che gli investitori soffrano un maggiore rischio regolamentativo in un meccanismo di quota piuttosto che in uno di feed-in, anche se non è sempre questo il caso (FAVORES, 2005).

È stato proposto che tariffe feed-in e certificati verdi possano essere visti come meccanismi complementari e non antagonisti, nel senso che i primi sono indubbiamente più efficaci nello stadio "infantile" di una tecnologia, mentre i secondi possono subentrare successivamente per trainare il mercato delle tecnologie divenute più mature e in quindi in grado di competere.

Infine, l'evidenza dimostra che i paesi in cui sono stati adottati meccanismi di feed in hanno avuto maggior successo nello sviluppo dell'industria manifatturiera. I dati relativi all'andamento dell'industria di settore dell'ultimo decennio danno evidenza di ciò (ENEA, 2007).

Questo non significa che tutti i paesi che adottino un sistema feed in avranno la certezza di sviluppare un'industria domestica di successo internazionale, ma i paesi che utilizzeranno meccanismi non competitivi potrebbero saper meglio creare le condizioni necessarie allo sviluppo industriale (Connor 2003). D'altro canto, la necessità di una domanda stabile al fine di creare una nuova base industriale può essere dimostrata da vari esempi di diversi settori (Porter 1990).

#### **10.3.4. Il caso italiano**

In Italia, il sistema delle tariffe feed in è stato adottato accanto ai certificati verdi per il fotovoltaico e per gli impianti al di sotto di 1 MW di potenza. Il sistema dei certificati in Italia, tuttavia, è distorto dall'adozione di prezzi assicurati da parte del gestore del sistema (GSE), che operando da acquirente di ultima istanza di fatto impone un prezzo di riferimento all'intero mercato. Così, si può dire che in Italia si sia cercata la crasi dei due sistemi di incentivazione: un meccanismo di quota con prezzi assicurati (suddivisi per fasce dal 2008).

Di fatto non si è in presenza di un mercato, ma al tempo stesso non si ha la garanzia di lungo periodo di un contratto feed-in, con una combinazione economicamente inefficiente,

che somma gli elementi di debolezza dell'approccio di prezzo, relativi all'elevato esborso unitario per l'energia sussidiata, con gli aspetti critici di un mercato, la cui incertezza non facilita l'affermazione delle nuove tecnologie. Vi è in altre parole un inutile eccesso di regole, introdotto per cercare di aggiustare il meccanismo senza stravolgerlo, che rende economicamente inefficiente lo strumento di sostegno. La minimizzazione del costo per la collettività del raggiungimento degli obiettivi fissati a livello internazionale richiede tuttavia che i meccanismi di sostegno adottati siano efficienti, nel senso di portare il nostro Paese a conseguire l'incremento di penetrazione delle fonti rinnovabili minimizzando il costo complessivo, che è sostenuto in ultima istanza dai consumatori finali. Nella prospettiva di un raddoppio (almeno!) della produzione elettrica da fonti rinnovabili l'adozione di un sistema di incentivazione che non sia capace di limitare gli extra costi per i consumatori finali può tradursi in un costo insostenibile per l'intera economia italiana.

La conversione del meccanismo dei certificati verdi da titoli annuali a contratti di lunga durata (ad esempio quindicennali), potrebbe conciliare meglio concorrenza e stabilità del quadro per gli investimenti. L'imposizione di una quota d'obbligo da coprire con tali contratti bilaterali fisici, con incidenza crescente e conosciuta nel tempo, potrebbe accompagnare la crescita del contributo delle e-FER secondo target di lungo periodo prestabiliti, dando al tempo stesso agli investitori una garanzia del tutto simile a quella di un contratto feed-in. Si potrebbero così acquisire i vantaggi di un meccanismo di prezzo in termini di stabilità, con il vantaggio che il prezzo potrebbe essere stabilito dagli operatori sulla base di un confronto competitivo.

### **10.3.5. Rischio e WACC**

La scelta del tasso di sconto per un investimento nelle e-FER si basa sulla metodologia del costo medio ponderato del capitale (WACC). Il WACC è un tasso medio che rappresenta il ritorno atteso su tutti i capitali coinvolti nell'investimento. Ad ogni fonte di capitale, siano azioni, obbligazioni o prestiti, viene assegnato un determinato tasso di ritorno e questi tassi di ritorno vengono pesati in proporzione alla quota di capitale nella struttura finanziaria dell'investimento in esame. Quando il WACC viene utilizzato come stima del tasso interno di rendimento di un progetto o del tasso di ritorno richiesto da tutti gli investitori (fornitori di capitale di debito e di capitale proprio) per un determinato investimento, questo può essere considerato come il tasso di paragone (*hurdle rate*) che rappresenta il ritorno finanziario minimo atteso dagli investitori per assumersi il rischio di quel particolare tipo di investimento. Diversi valori di WACC si basano su diverse valutazioni

di rischio. Inoltre, esistono premi specifici per le diverse tecnologie (*spread* differenti a seconda della maturità della tecnologia e delle caratteristiche di rischio).

Il valore del WACC è usato in questo lavoro come tasso di riferimento adottando tassi maggiori per le analisi di sensibilità. Nel caso specifico del mercato delle fonti rinnovabili di energia per la generazione elettrica in Italia, per tutti i casi in esame è stato stimato che il margine richiesto dai fornitori di capitale di debito potrebbe essere inferiore se questi avessero una minore percezione del rischio dell'investimento. È stato stimato che il premio per il rischio dovuto ai costi e alle lungaggini delle procedure amministrative e alle incertezze nel sistema di regolamentazione ammonta a 80bps<sup>30</sup>. D'altro canto, il ritorno del 20% richiesto dai portatori di capitale proprio (10% nel caso di soggetti pubblici che investano in impianti di generazione elettrica alimentati a biogas) si ritiene sufficiente a coprire i loro rischi. Si illustra in Tabella 65 l'effetto sul costo unitario dell'investimento della riduzione del costo del debito dello 0,8%, come parte delle riduzioni complessive di costo già illustrate.

Tecnologia generazione	Taglia (MWe)	Vita utile (anni)	Ore anno	Costo investimento (€/kW)	Costo O&M (€/kWh)	Costo totale (€/kWh)	Costo totale senza premio per il rischio (€/kWh)	Riduzione di costo (%)
<b>Impianti idroelettrici</b>	4,2	30	4.700	4500	1,7	<b>10,57</b>	<b>10,02</b>	<b>5,2%</b>
<b>Impianti eolici</b>	30,0	20	1.900	1600	1,8	<b>10,48</b>	<b>10,08</b>	<b>3,8%</b>
<b>Impianti fotovoltaici</b>	0,3	20	1.300	5800	5,6	<b>38,60</b>	<b>36,32</b>	<b>5,9%</b>
<b>Impianti alimentati a biomassa</b>	17,0	15	7.500	3000	5,0	<b>20,50</b>	<b>20,26</b>	<b>1,2%</b>
<b>Impianti alimentati a biogas da discarica</b>	0,5	10	7.000	1800	2,2	<b>5,90</b>	<b>5,06</b>	<b>14,2%</b>

Tabella 65: Stima delle riduzioni di costo possibili quando venga eliminato il premio per il rischio

### 10.3.6. Conclusioni

La promozione delle fonti rinnovabili coinvolge aspetti di mercato, di sicurezza degli approvvigionamenti energetici, di politica industriale, di sviluppo tecnologico e di salvaguardia dell'ambiente, non sempre agevolmente conciliabili. I due maggiori svantaggi per lo sviluppo delle FER in Italia sono: la lunghezza e l'incertezza delle procedure di

<sup>30</sup> Il basis point (bps) o punto base è un'unità che misura uno spread o una variazione dei tassi di interesse, pari ad un centesimo di punto percentuale (0,01%).

autorizzazione e il maggior costo del capitale relativo al maggior rischio sopportato dagli investitori. Entrambi questi aspetti portano ad un maggior costo dell'elettricità e ad un uso inefficiente delle risorse pubbliche. Tra gli investitori è infatti predominante la preoccupazione di avere un quadro certo delle condizioni operative su un orizzonte temporale sufficientemente lungo, preferendo anche introiti inferiori, ma con maggiore certezza sulla loro disponibilità nel tempo.

Il raggiungimento degli obiettivi di crescita della generazione elettrica da FER decisi a livello europeo richiede che venga attuato un piano di investimenti di grandissima portata, realizzabile solo nel caso in cui sia fornito agli investitori un ritorno definito e stabile. Se tali investimenti non saranno finanziati nel modo più efficiente possibile, i costi per la comunità nazionale potranno essere assai elevati, con pregiudizio per l'intera economia nazionale. La scelta e la struttura del sistema di incentivazione ed delle e-FER dovrebbe tenere in considerazione questi fattori, optando per sistemi semplici e chiari supportati da obiettivi di lungo periodo. L'incertezza propria dei meccanismi di mercato per il supporto di nuove fonti di energia ha portato molti paesi a sperimentare maggiori costi di investimento ed un uso inefficiente del denaro dei consumatori.

La sicurezza per gli investitori dipende innanzitutto dall'esistenza di un impegno istituzionale per lo sviluppo delle e-FER. Dare chiari segni di impegno può aiutare il finanziamento di nuovi progetti, mentre la continuità e stabilità del supporto sono fattori chiave per il successo. In Italia, il sistema di incentivazione è frutto di un susseguirsi di aggiustamenti non correlati tra loro (si pensi soltanto all'assurdo dell'estensione dei certificati verdi a 15 anni prevista dalla finanziaria 2008 senza revisione dei valori di pezzo!) che hanno portato ad un sistema irrazionale ed inefficiente. Molto meglio sarebbe ridisegnare ex novo il meccanismo di sostegno, adottando ad esempio dei contratti bilaterali fisici di lungo periodo obbligatori con impianti e-FER per quote crescenti dalla domanda, in modo da conciliare concorrenza e stabilità in modo razionale.

Le stime riportate mostrano come sarebbe possibile raggiungere una significativa riduzione dei costi se ci fossero migliori condizioni al contorno, come tempi di autorizzazione più brevi, percezione di minor rischio, rapporti con le autorità locali più disciplinati. Un uso appropriato del denaro dei contribuenti o dei consumatori richiede che a monte della definizione di un incentivo vengano eliminati i costi non necessari. Questa è una condizione necessaria anche se non ancora sufficiente per il successo nella crescita delle rinnovabili in Italia. Pensare di accrescere il contributo delle e-FER ai livelli voluti

dall'EU con le inefficienze di sistema attualmente presenti e con un meccanismo di incentivo inadeguato come l'attuale pseudo-mercato dei certificati verdi è davvero impensabile.

Gli attuali ostacoli amministrativi sono anche conseguenza di una politica energetica del passato, che era mirata alla regolamentazione di impianti di grande taglia e che tuttora tende a considerare prevalenti tali filiere tecnologiche. È importante invece creare le condizioni perché costruire gli impianti a fonti rinnovabili sia un vantaggio per tutti, anche per il distributore che li deve connettere alla rete. L'introduzione di una remunerazione specifica nella tariffa di distribuzione per premiare le connessioni di nuovi impianti, aumenterebbe l'interesse dei distributori a collaborare e consentirebbe loro di coprire i costi per l'adeguamento delle reti e del loro controllo.

Così, anche facilitare la partecipazione delle amministrazioni pubbliche alle iniziative di investimento nel loro territorio potrebbe aiutare il dialogo con gli investitori e ricondurre alla ragione il processo di contrattazione per le "misure compensative", che ha oggi assunto tratti davvero poco edificanti.

## 11. LA RISORSA EFFICIENZA ENERGETICA: IL RISPARMIO ENERGETICO NELL'EDILIZIA

I decisori pubblici a livello nazionale ed internazionale hanno focalizzato la loro attenzione sul settore dell'edilizia con l'obiettivo di ridurre i consumi energetici a parità di benessere. A livello europeo il settore residenziale e terziario contribuiscono con oltre il 40% dei consumi complessivi, con dei margini potenziali di risparmio dell'ordine del 30% con l'adozione delle migliori soluzioni tecnologiche oggi disponibili sul mercato. Anche il governo italiano si è mosso all'inizio del 2007 introducendo delle misure di incentivo fiscale per gli investimenti nel settore dell'edilizia che non potranno non dare esito favorevole in termini di riduzione dei consumi del settore nei prossimi anni.

**Tabella 66: Consumi settoriali e potenziali di risparmio in Europa (COM(2006) 545 final, Action Plan for Energy Efficiency: Realising the Potential, 26 ottobre 2006)**

Settori	Consumi (Mtep 2005)	Consumi (Mtep 2020)	Potenziale risparmio (Mtep 2020)	Potenziale risparmio (% 2020)
Edilizia residenziale	280	338	91	27%
Edilizia commerciale	157	211	63	30%
Trasporti	332	405	105	26%
Industria manifatturiera	297	382	95	25%
<b>TOTALE</b>	<b>1066</b>	<b>1336</b>	<b>354</b>	<b>26%</b>

In Italia, nel settore dell'edilizia, il recente decreto 192/2005 (come modificato dal D.Lgs 311/2006) di recepimento della Direttiva Europea 2002/91/CE in materia di rendimento energetico nell'edilizia, ha come elemento portante la definizione degli aspetti procedurali, tecnici e tecnologici per la costruzione della "carta d'identità" energetica dei manufatti edilizi; anche gli interventi necessari per migliorare il valore energetico dell'edificio sono in gran parte concentrati sulle caratteristiche tipologiche e strutturali delle azioni concretamente realizzabili sul manufatto o sui suoi impianti.

Alla luce degli incentivi all'efficienza energetica e all'utilizzo delle fonti rinnovabili sopra illustrati, risulta importante considerare anche gli aspetti economici che derivano dal combinato disposto di questa nuova normativa con altre specifiche del settore energetico, come i nuovi mercati finanziari, legati agli incentivi per le fonti energetiche rinnovabili, il

risparmio energetico e il protocollo di Kyoto, che costituiscono un interessante risvolto remunerativo sia per il singolo cittadino che per quegli attori che possono attuare gli interventi di miglioramento dell'efficienza energetica e di utilizzo delle fonti rinnovabili e che contribuisco a delineare un nuovo quadro e nuovi protagonisti nel settore dell'efficienza e del risparmio energetico.

### ***11.1. La normativa sul risparmio energetico nell'edilizia***

Dall'8 Ottobre 2005 è in vigore in Italia il nuovo testo normativo di riferimento per l'efficienza energetica nell'edilizia: il D. Lgs. 192/2005 di recepimento della Direttiva Europea 2002/91/CE (come modificato dal D.Lgs 311/2006) sul rendimento energetico nell'edilizia, con il quale si dà avvio al complessivo aggiornamento della disciplina vigente in materia. Nei paragrafi che seguono verranno brevemente riportati i principali atti normativi e propositivi a livello comunitario e nazionale volti a dare impulso al risparmio energetico e al miglioramento dell'efficienza energetica nel settore dell'edilizia.

### ***11.2. La normativa internazionale sul risparmio energetico nell'edilizia***

La Direttiva Europea 2002/91/CE costituisce il più importante documento comunitario sull'efficienza energetica in edilizia. Si tratta di uno strumento di carattere generale, finalizzato ad orientare gli Stati Membri verso l'emanazione di provvedimenti di recepimento che siano efficaci nel promuovere buone pratiche nel settore delle nuove costruzioni e della gestione del patrimonio edilizio esistente.

La Direttiva conferma lo stretto legame intercorrente fra energia ed ambiente e prescrive agli Stati Membri i seguenti principali adempimenti:

- articolo 3: adozione di una metodologia di calcolo del rendimento energetico degli edifici, stabilita a livello nazionale o regionale;
- articolo 4: fissazione di requisiti minimi di prestazioni energetiche per gli edifici e di rendimento per i relativi impianti;
- articolo 5: richiesta progettazione, per i nuovi grandi edifici, di sistemi di energia decentrati basati su fonti rinnovabili, di sistemi di riscaldamento e climatizzazione a distanza; eventuale introduzione di sistemi a pompe di calore;

- articolo 6: miglioramenti di rendimento energetico obbligatori nelle grandi ristrutturazioni;
- articolo 7: obbligatorietà della certificazione energetica nelle fasi di costruzione, compravendita o locazione, con validità massima di dieci anni;
- articolo 8: ispezione, manutenzione o sostituzione delle caldaie e degli impianti di riscaldamento;
- articolo 9: periodica ispezione dei sistemi di condizionamento dell'aria;
- articolo 10: qualificazione ed indipendenza degli esperti;
- articolo 12: informazione.

La Direttiva è stata emanata dopo un lungo processo di confronto tra le parti e rappresenta una pietra miliare della politica energetica europea, che può rappresentare un'occasione per i diversi paesi membri per stimolare la maturazione di nuovi settori industriali e di nuove competenze spendibili sia in ambito domestico che all'esterno.

Anche la normativa tecnica sta evolvendo in modo significativo verso una standardizzazione a livello europeo, con un'intensa attività da parte dell'International Standard Organisation (ISO) e del CEN (Comitato Europeo di Normalizzazione), che hanno attivato diversi gruppi di lavoro su temi specifici attinenti i consumi energetici negli edifici e nei relativi impianti. Si rimanda per i riferimenti a tali documenti alla bibliografia, decisamente vasta ed in continua evoluzione.

### ***11.3. La normativa nazionale sul risparmio energetico nell'edilizia***

In Italia le azioni legislative nell'ambito dell'efficienza energetica nell'edilizia, soprattutto quelle concernenti il risparmio energetico degli edifici, sono rimaste praticamente ferme a più di dieci anni fa. Solo recentemente, sotto la spinta comunitaria e al fine di promuovere il risparmio energetico in un settore le cui potenzialità possono garantire scenari futuri migliori sotto tutti i profili (politico, sociale e ambientale), si sono intraprese azioni che mirano a porre particolare attenzione laddove l'attenzione è sempre venuta meno.

Vengono brevemente elencate le azioni legislative inerenti all'efficienza energetica nell'edilizia precedenti al D.Lgs. 192/2005 (come integrato dal decreto 311/2006 - vedi riquadro) per poi soffermarsi su quest'ultimo documento e le sue applicazioni, che

rappresentano un importante passo avanti nello stabilire criteri, condizioni e modalità per migliorare le prestazioni energetiche degli edifici.

**Le norme precedenti al D.Lgs. 192/2005 (come integrato dal decreto 311/2006), inerenti all'efficienza energetica nell'edilizia**

- **Legge 308/1982** “Norme sul contenimento dei consumi energetici, lo sviluppo delle fonti rinnovabili di energia e l'esercizio di centrali elettriche alimentate con combustibili diversi dagli idrocarburi”
- **Legge 10/1991**<sup>1</sup>, (con particolare riferimento al Titolo II, artt. Da 25 a 37, recante “Norme per il contenimento del consumo di energia negli edifici”); il titolo in questione è altresì confluito, poi, nel capo VI della parte II del T.U. edilizia (**D.P.R. 380/2001**), negli artt. da 122 a 135; Questa legge 10/91 regola in generale l'uso azionale dell'energia, anticipando, per l'epoca, le linee della Direttiva Europea, ma purtroppo in parte inapplicata per la mancanza di molti dei regolamenti attuativi;
  - gli artt. 24 e 25 del T.U. edilizia;
  - i regolamenti attuativi del titolo II della legge 10/91: **D.P.R. 412/1993**<sup>2</sup>, così come modificato dal **D.P.R. 551/1999** “Norme per la progettazione, l'installazione, l'esercizio e la manutenzione degli impianti termici degli edifici ai fini del contenimento dei consumi di energia, in attuazione dell'art. 4, comma 4, della legge 10/1991”; **D.M 13 Dicembre 1993**, recante l'approvazione dei “modelli tipo per la compilazione della relazione tecnica di cui all'art. 28 della legge 10/91”; **D.M 6 Agosto 1994**<sup>3</sup>, “Recepimento delle norme UNI attuative del D.P.R. 412/1993”; **D.M 2 Aprile 1998**, “Modalità di certificazione delle caratteristiche e delle prestazioni energetiche degli edifici e degli impianti ad essi connessi”; **D.M. 17 Marzo 2003** del Ministero delle Attività produttive (G.U. 86 del 12 Aprile 2003 e allegati contenenti *l'errata corrige* del 15 Maggio 2003) “Aggiornamenti agli allegati F e G del Decreto del Presidente della Repubblica 26 Agosto 1993, n. 412 e nota del Ministero delle Attività produttive del 15 maggio 2003 contenente l'errata corrige del suddetto decreto”; **D.M. 27 luglio 2005** del Ministero delle infrastrutture e dei trasporti, “Regolamento d'attuazione della legge 9 gennaio 1991, n. 10 (art. 4, commi 1 e 2....”;
  - **D.M 15 febbraio 1992**, “Agevolazioni fiscali per il contenimento dei consumi energetici negli edifici”;
  - **D.P.R. 660/1996**, “Regolamento per l'attuazione della Direttiva 92/42/CEE concernente i requisiti di rendimento delle nuove caldaie ad acqua calda, alimentate con combustibili liquidi o gassosi”;
  - **D.P.R. 246/1993**, “Regolamento di attuazione della Direttiva 89/106/CEE relativa ai prodotti di costruzione”;
  - **D.P.R. 499/1997**, “Regolamento di attuazione della Direttiva 93/68/CEE per la parte che modifica la Direttiva 89/106/CEE in materia di prodotti da costruzione”;
  - **Legge 239/2004**, “Riordino del settore energetico, nonché delega al governo per il riassetto delle disposizioni vigenti in materia di energia: Disposizioni sul postcontatore e sulla sicurezza degli impianti”
- **Decreto del Ministero delle infrastrutture e dei trasporti del 27 luglio 2005** (Norma concernente il regolamento d'attuazione della legge 9 gennaio 1991, n. 10 (articolo 4, commi 1 e 2), recante: «Norme per l'attuazione del Piano energetico nazionale in materia di uso razionale dell'energia, di risparmio energetico e di sviluppo delle fonti rinnovabili di energia» (in GU n. 178, 2.8.2005, p. 13)).  
L'adozione di questo documento, a 14 anni dalla sua originaria previsione da parte dell'art.4, commi 1 e 2, della legge 10/91, giunge tardiva e destinata a essere superata a regime dallo stesso D.Lgs. 192/2005 e come nel prosieguo verrà precisato, propri dall'art. 4 della legge 10/91 con contestuale incarico per l'adozione di altri criteri attuativi

<sup>1</sup> L'art. 16, comma 1, del D.Lgs. 192/2005 ha abrogato della legge 10/1991: l'art. 4, commi 1 e 2; lrt. 28, commi 3 e 4; l'art. 29; l'art. 30; l'art. 33, commi 1 e 2; l'art. 34, comma 3

<sup>2</sup> L'art. 16, comma 2, del D.Lgs. 192/2005 ha abrogato del D.P.R. 412/1993: l'art 5, commi 1, 2 e 4; l'art. 7, comma 7; l'art. 8

<sup>3</sup> L'art. 16, comma 3, del D.Lgs. 192/2005 ha abrogato del D.M. 6 agosto 1994: l'art. 1

**11.3.1. Decreto legislativo 29 dicembre 2006, n. 311,  
“Disposizioni integrative al decreto legislativo 19 agosto  
2005, n. 192, recante attuazione della Direttiva  
2002/91/CE, relativa al rendimento energetico in edilizia”**

La Direttiva Europea 2002/91/EC è stata recepita a livello nazionale da tutti gli Stati Membri tranne due (Italia e Spagna), che sono ricorse alla legislazione concorrente per consentire alle regioni di decidere con relativa autonomia, mentre il Belgio ha privilegiato un approccio regionale. L'Italia ha inoltre ristretto l'ambito di applicazione agli edifici nuovi e agli esistenti solo in caso di ristrutturazioni, per il settore residenziale, commerciale, uffici, scuole e altri edifici pubblici.

Non solo l'Italia, in ogni caso, si trova in ritardo nel recepimento della Direttiva, dato che in quasi tutti i paesi sono previsti rinvii per l'operatività dei regolamenti. Le procedure per la certificazione previste sono ispirate sostanzialmente alle attuali bozze delle norme CEN, che sono peraltro tuttora in corso di definizione. Il Decreto 311/06 disciplina, in particolare:

- la metodologia per il calcolo delle prestazioni energetiche integrate degli edifici;
- l'applicazione di requisiti minimi in materia di prestazioni energetiche degli edifici;
- i criteri generali per la certificazione energetica degli edifici;
- le ispezioni periodiche degli impianti di climatizzazione;
- i criteri per garantire la qualificazione e l'indipendenza degli esperti incaricati della certificazione energetica e delle ispezioni degli impianti;
- la raccolta delle informazioni e delle esperienze, delle elaborazioni e degli studi necessari all'orientamento della politica energetica del settore;
- la promozione dell'uso razionale dell'energia anche attraverso l'informazione e la sensibilizzazione degli utenti finali, la formazione e l'aggiornamento degli operatori del settore.

Entro il 2 febbraio 2008 gli immobili di nuova costruzione o gli edifici di superficie superiore ai 1000 mq sottoposti a interventi di ristrutturazione integrale dovranno essere dotati di certificazione energetica.

Per tutti gli altri casi, l'obbligatorietà della certificazione verrà introdotta con le seguenti modalità:

- dal 1 luglio 2007 nel caso di trasferimento a titolo oneroso dell'intero immobile per gli edifici con superficie utile > 1000 m<sup>2</sup>;
- dal 1 luglio 2008 nel caso di trasferimento a titolo oneroso dell'intero immobile con esclusione delle singole unità abitative per gli edifici con superficie utile anche < 1000 m<sup>2</sup>;
- dal 1 luglio 2009 nel caso di trasferimento a titolo oneroso anche delle singole unità immobiliari.

Inoltre:

- dal 1 gennaio 2007 è necessario l'attestato di certificazione energetica per accedere a incentivi e alle agevolazioni di qualsiasi natura fiscali correlati in qualsiasi modo ad interventi sull'edificio, impianti o modalità d'esercizio;
- dal 1 luglio 2007 tutti i contratti, nuovi o rinnovati, relativi alla gestione dell'impianto termico o di climatizzazione degli edifici pubblici devono prevedere la predisposizione dell'attestato entro i primi 6 mesi con esposizione al pubblico della targa energetica

Nell'attesa che sia indicata un'unica procedura normativa nazionale per la certificazione degli edifici alcuni soggetti pubblici consapevoli dell'importanza di tale strumento hanno avviato o sviluppato procedure di certificazione. È il caso, ad esempio: della Regione Lombardia, della Regione Piemonte, delle Province di Milano, Bolzano, Trento e Reggio Emilia, del Comune di Carugate (MI) e del Comune di Melzo (MI). Dal punto di vista legislativo tali soggetti possono legiferare solo in termini più restrittivi rispetto alle indicazioni nazionali. In ogni caso, in attesa delle linee guida nazionali per la certificazione l'attestato di certificazione energetica degli edifici (ovvero il documento redatto dai certificatori accreditati secondo quanto previsto dai decreti attuativi) è sostituito a tutti gli effetti dall'attestato di qualificazione energetica asseverato dal Direttore dei Lavori.

Successivi decreti definiranno i criteri di progettazione, manutenzione e ispezione degli impianti termici, di climatizzazione invernale e di illuminazione degli edifici, i criteri generali e le metodologie di calcolo per la prestazione energetica degli immobili e i requisiti professionali dei soggetti incaricati al rilascio della certificazione.

Questo provvedimento normativo deve ora trovare una concretezza d'azione al fine di trasformarsi in reale strumento di superamento delle criticità economico-ambientali legate al consumo energetico negli edifici.

È importante sottolineare che, al di là della necessità di adeguare la normativa nazionale alle linee guida stabilite a livello europeo in tema di consumo energetico degli edifici, l'introduzione di criteri efficienti per la realizzazione e la gestione degli impianti energetici e degli edifici come utilizzatori di energia è una opportunità rilevante sul piano economico.

#### **11.4. TEE, CV, ETS, Conto Energia e settore edile**

##### **11.4.1. Integrazione tra il mercato dei TEE e l'efficienza energetica nell'edilizia**

Relativamente al mercato dei TEE, l'AEEG ha pubblicato in allegato alle delibere n. 177/05, n. 70/05, n. 111/04, e n. 234/02 le schede tecniche che descrivono gli interventi ammessi nelle prime due categorie e le modalità con cui è calcolato il risparmio ammissibile per i TEE. Di seguito si richiamano gli interventi che possono essere di interesse per il settore delle costruzioni:

1. nuova installazione di caldaia unifamiliare a 4 stelle di efficienza alimentata a gas naturale;
2. sostituzione di scaldacqua a gas a camera aperta e fiamma pilota con scaldacqua a gas, a camera stagna e accensione piezoelettrica;
3. sostituzione di vetri semplici con doppi vetri;
4. isolamento delle pareti e delle coperture;
5. impiego di impianti fotovoltaici di potenza elettrica inferiore a 20 kW;
6. impiego di collettori solari per la produzione di acqua calda sanitaria;
7. Installazione di erogatori a basso flusso (EBF) in ambito residenziale, alberghiero e sportivo;
8. Installazione di pompe di calore elettriche ad aria esterna in luogo di caldaia in edifici residenziali di nuova costruzione o ristrutturati;
9. Applicazione nel settore civile di piccoli sistemi di cogenerazione per la climatizzazione invernale ed estiva degli ambienti e la produzione di acqua calda sanitaria;
10. Applicazione nel settore civile di sistemi di teleriscaldamento per la climatizzazione ambienti e la produzione di acqua calda sanitaria.

Di particolare interesse per il settore edilizio risulta il legame che si viene a creare tra il mercato dell'efficienza energetica e il recepimento della Direttiva 2002/91, ovvero il decreto 192/05, che introduce la certificazione energetica degli edifici. La richiesta di miglioramento delle prestazioni energetiche imposta dalla Direttiva Europea può trovare un ritorno nel mercato dei TEE, con la possibilità di quantificare in termini monetari il valore aggiunto delle costruzioni di qualità dal punto di vista energetico. In ogni caso, l'introduzione dell'etichettatura energetica di un edificio porterà in breve tempo alla diversificazione dei prezzi di vendita in funzione delle prestazioni energetiche: dal momento che sarà obbligatorio presentare la classe energetica dell'edificio sarà giocoforza tenere in considerazione questo fattore nella determinazione del prezzo dell'immobile.

### ***11.5. Contributi ed agevolazioni per il risparmio energetico e lo sviluppo delle fonti di energia rinnovabile***

Dal 1 Gennaio 2007 sono operative le agevolazioni fiscali introdotte dalla legge 27 dicembre 2006, n. 296 (legge finanziaria 2007) per la riqualificazione energetica degli edifici.

#### *Pannelli solari termici*

Per le spese sostenute entro il 31 dicembre 2007 per l'installazione di pannelli solari destinati alla 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, spetta una detrazione dall'imposta lorda per una quota pari al 55% delle spese sostenute, fino ad una detrazione massima di 60.000 Euro da ripartire in tre quote annuali di pari importo.

#### *Pannelli solari fotovoltaici*

L'articolo n. 350 della Legge Finanziaria 2007 ha introdotto l'obbligo, per gli edifici di nuova costruzione, di installare pannelli fotovoltaici per la produzione di energia elettrica in grado di garantire una produzione non inferiore a 0,2 kW per ciascuna unità abitativa. Per gli impianti fotovoltaici è inoltre possibile richiedere al GSE S.p.A. (Gestore Servizi Elettrici) l'ammissione agli incentivi "in conto energia" previsti dai decreti ministeriali 28/07/05 e 06/02/06. Infine, il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare ha emanato un Bando per le Piccole e Medie Imprese, pubblicato nella G.U. n. 12

del 16 Gennaio 2007, che prevede la corresponsione di contributi in conto capitale per la realizzazione di impianti fotovoltaici, eolici e solari.

#### *Isolamento dell'edificio*

La Finanziaria 2007 prevede detrazione del 55% in 3 anni per interventi di riduzione dei consumi energetici per la climatizzazione invernale di almeno il 20% rispetto ai valori previsti dal D.Lgs. 192/05 per i nuovi edifici (importo fino a 100.000 €) e per interventi specifici su pareti e finestre (importo fino a 60.000). Per favorire la costruzione di nuovi edifici di medie e grandi dimensioni (volumetria superiore a 10.000 m<sup>3</sup>) con un fabbisogno energetico minore del 50% rispetto a quanto dispone il D.Lgs. 192/05, la Finanziaria prevede un contributo pari al 55% degli extra costi sostenuti. Per questa voce è previsto un fondo di 15 milioni di Euro/anno che dal 2007 al 2009, dovrebbe consentire la realizzazione di 15-20 edifici esemplari dal punto di vista energetico e replicabili sul territorio nazionale.

#### *Impianti di riscaldamento ed elettrodomestici*

E' prevista la detrazione del 55% per la sostituzione di vecchie caldaie con altre (caldaie a condensazione) ad alta efficienza energetica (fino a un ammontare di 30.000 €) e anche, per le imprese del settore del commercio, per interventi di efficienza energetica nell'illuminazione; in quest'ultimo caso la detrazione è del 36% dei costi sostenuti. In Finanziaria è infine prevista anche la detrazione fiscale, in un'unica rata, del 20% dei costi a carico del contribuente per la sostituzione di frigoriferi, congelatori e loro combinazioni di classe energetica non inferiore ad A+, acquistati nel 2007 (detrazione non superiore a 200 € per ciascun apparecchio).

### **11.6. La normativa locale**

Pur non entrando nel dettaglio dell'analisi della normativa locale, si ritiene di segnalare l'importanza che ha assunto l'ambito locale a seguito della devoluzione delle competenze stabilita dal decreto legislativo 112/98. Con la riforma Bassanini gli enti locali territoriali hanno acquistato un'importanza mai avuta prima, in virtù del principio di sussidiarietà. Il d. Lgs. 112/98 assegna alle Regioni e alle Province autonome una funzione strategica nella pianificazione energetica a livello locale dando la possibilità di promulgare leggi in tema di gestione dell'energia. Alcuni Comuni hanno adottato, o stanno adottando, regolamenti edilizi fortemente orientati alla sostenibilità che miglioreranno, con norme cogenti, la

qualità energetica degli edifici. Questa spinta dal basso viene spesso raccolta e amplificata da Province e Regioni. Il nuovo ruolo degli enti locali può quindi essere determinante nella definizione di regole capaci di spingere verso l'efficienza. Si tratta tuttavia di un mondo molto differenziato e caratterizzato talvolta da dimensioni tali da creare difficoltà nell'acquisire le economie di scala nella progettazione sufficienti per non comportare un aumento di costo significativo. Diviene fondamentale interloquire con le amministrazioni locali per sfruttare al meglio le opportunità che possono nascere localmente e per facilitare la definizione di norme coerenti.

La fattibilità degli interventi delle imprese di costruzione in campo dell'efficienza energetica non può prescindere da un'attenta analisi delle opportunità e dei vincoli posti localmente dalle amministrazioni.

A titolo di esempio la Provincia di Macerata ha pubblicato a marzo 2006 un bando per la concessione di contributi finalizzati alla realizzazione di impianti solari termici per la produzione di calore a bassa temperatura e impianti fotovoltaici per la produzione di energia elettrica.

Similmente, negli appalti pubblici è sempre più frequente la richiesta di qualificazione edilizia con l'integrazione di impianti energetici innovativi, con conseguente premio per le imprese più forti su questo piano.

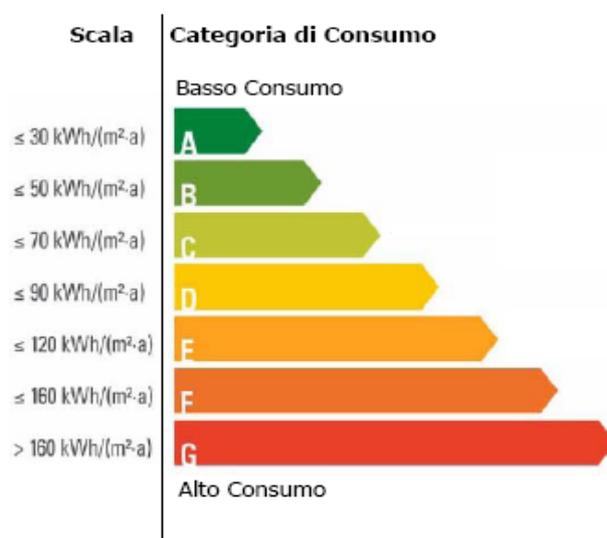
### ***11.7. Diagnosi e certificazione energetica***

Dall'8 Ottobre 2006 gli edifici di nuova costruzione e quelli soggetti a ristrutturazione globale saranno dotati, a cura del costruttore, di attestato di certificazione energetica (con validità massima di 10 anni), documento allegato all'atto di compravendita degli edifici (senza la certificazione il contratto è nullo) e messo a disposizione del locatore in caso di opzione. Le linee guida nazionali per la certificazione degli edifici dovevano essere emanate entro 180 giorni dall'entrata in vigore del D.Lgs. 192/2005 (8 Ottobre 2005). La certificazione energetica dovrà quindi rappresentare un attestato caratterizzante e differenziale dell'edificio rispetto ad edifici "concorrenti.

Il certificato energetico è l'atto che documenta il consumo energetico convenzionale di riferimento di un edificio o di una unità immobiliare. Ma prima di diventare tale, la certificazione energetica è soprattutto diagnosi energetica, ossia l'elaborato tecnico che documenta lo "stato di salute" del sistema edificio-impianto. La diagnosi individua e

classifica le dispersioni energetiche dell'involucro edilizio: la percentuale dispersa dal soffitto, dal pavimento, dalla parete, dai vani sotto finestra o da altre strutture dell'edificio. Da questa analisi si giunge quindi a calcolare i rendimenti stagionali di emissione, di regolazione, di distribuzione e di produzione del calore al fine di rimediare alle situazioni di inefficienza con opportuni interventi. Una volta eseguiti gli interventi la diagnosi viene aggiornata alla nuova situazione, caratterizzata dalle migliori caratteristiche energetiche dell'edificio. Questa nuova diagnosi, certificata da professionista che l'ha eseguita, e redatta in forma opportuna, costituisce appunto la certificazione energetica, che dovrebbe conferire all'immobile un maggior valore.

In Figura 45 si riporta l'esempio di certificazione energetica Casa Clima attivo nel Comune di Bolzano.



**Figura 45: Il certificato Casa Clima**

L'applicazione del marchio "CasaClima" in Alto Adige è interessante: nella Provincia di Bolzano la richiesta di abitazioni certificate CasaClima è in forte aumento a discapito degli edifici "tradizionali"; da quando l'edilizia pubblica convenzionata si è adeguata alle classi di efficienza migliori, l'edilizia privata non ha potuto fare altro che adeguarsi all'offerta di qualità, con una crescita rapidissima delle prestazioni ambientali dei nuovi edifici.

Si deve tuttavia sottolineare che la metodologia di calcolo CasaClima si riferisce solo alla prestazione dell'involucro edilizio mentre è auspicabile che il consumo energetico dell'edificio comprenda anche l'impiantistica e faccia riferimento a tutti gli interventi di miglioramento dell'efficienza energetica dell'edificio.

Uno strumento semplice, ma completo, per la diagnosi energetica di un edificio e la sua eventuale certificazione sarà di grande aiuto sia alle amministrazioni, chiamate a certificare, che alle imprese che vogliono simulare le prestazioni dei propri progetti in funzione delle soluzioni adottate. È prevedibile che presto saranno messi a disposizione degli operatori software ad hoc che potranno essere di grande aiuto.

### ***11.8. Extra costi e fabbisogno di energia***

Il conseguimento del risparmio energetico è interessante e desiderabile sul piano ambientale, ma non può prescindere da una valutazione economica degli investimenti. A tal fine è fondamentale comprendere quale possa essere l'impatto in termini di costi di costruzione del rispetto delle nuove norme finalizzate alla certificazione energetica degli edifici. I dati di letteratura non sono molti a tal proposito, ma sembrano tutto sommato concordi nel contenere gli extra costi a valori piuttosto contenuti, inferiori ad un + 5%, per le prestazioni richieste.

Al fine di comparare gli extra costi con i risparmi energetici, prendendo come schema di riferimento Casa Clima di Bolzano, ARPA Lombardia, in collaborazione con ANIT e Punti Energia, ha effettuato delle simulazioni con il modello di calcolo predisposto dal Settore Aria e Rumore della Provincia di Bolzano per la certificazione Casa Clima e adattato ai dati climatici di Milano.

Sono state applicate le seguenti misure per l'incremento di classe:

- Aumento della coibentazione di murature, coperture e basamenti
- Sostituzione dei serramenti

Le seguenti tipologie di edifici sono state analizzate:

- edificio a torre (S/V 0,32);
- edificio in linea (S/V 0,51);
- villetta a schiera (S/V 0,65);
- villetta singola (S/V 0,78).

Il rapporto Superficie su Volume (S/V) identifica la tipologia dell'edificio ed i relativi scambi termici. I risultati sono riportati nel grafico in Figura 46.

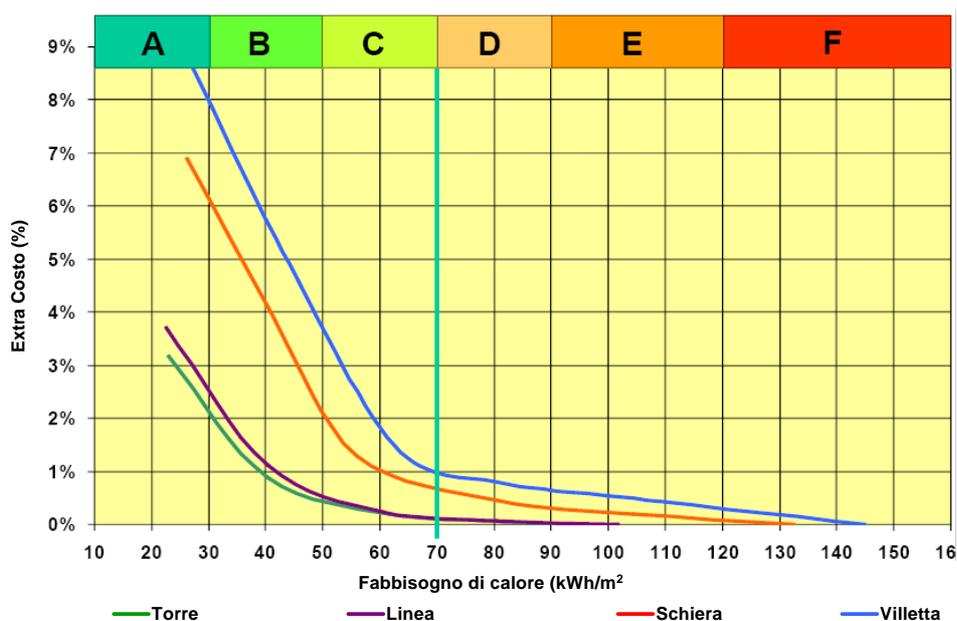


Figura 46: Confronto Extra Costi - fabbisogno di calore

Fonte: Elaborazione di standard di qualità per edifici ad alta qualità energetica (ARPA, ANIT, Punti Energia, Novembre 2004)

Come evidenziato nel grafico, gli extra costi necessari per raggiungere valori di fabbisogno inferiori ai 60/70 kWh/m<sup>2</sup>anno, dipendono fortemente dal rapporto tra la Superficie disperdente dell'edificio e il Volume in esso contenuto e di conseguenza più l'edificio è "piccolo" più gli extra costi aumentano in modo esponenziale con l'aumentare del rapporto S/V stesso. La schema "Casa Clima" è stato costruito con il riferimento climatico di Bolzano che conta 2736 Gradi Giorno. Utilizzando i riferimenti climatici di Piove di Sacco che prevede 2360 Gradi Giorno, la realizzazione di edifici con fabbisogni di calore al limite dei 65 kWh/m<sup>2</sup> anno, comporta oneri supplementari più limitati e comunque inferiori dell'1% rispetto al costo base di costruzione, affrontabili senza eccessivi aggravii per le imprese di costruzione e di conseguenza per gli acquirenti, considerando altresì che spesso il prezzo di vendita delle abitazioni è sensibilmente maggiore rispetto al costo di costruzione per via del valore dei terreni o per altri aspetti di pregio o speculativi<sup>31</sup>.

<sup>31</sup> È da sottolineare che nelle simulazioni effettuate è stato assunto, per comodità di calcolo per gli edifici base, ovvero per gli edifici che rispettano pedissequamente i limiti della L. 10/91, un costo di costruzione di 1.000 [€/m<sup>2</sup>], valore che talvolta è superato nelle costruzioni più recenti.

### **11.9. Il Costo dell'Energia Conservata (CEC)**

Gli investimenti in tecnologia per ridurre i costi correnti per l'energia trovano sempre maggior attenzione da parte dei decisori pubblici e delle imprese. Ma non solo. Quello che sta emergendo in modo prepotente, è l'interesse dei singoli cittadini a partecipare attivamente ad una politica energetica consapevole, "mettendoci del proprio". Gli investimenti per la riduzione dei consumi energetici nell'edilizia sono un esempio concreto di come ciascuno possa operare per proteggere l'ambiente, la sicurezza degli approvvigionamenti e le proprie tasche, contribuendo in primapersona agli obiettivi della politica energetica. È possibile conciliare la protezione dell'ambiente con la riduzione dei costi, senza che i singoli si facciano carico di costi a fronte di un beneficio di tutti: investire in efficienza porta innanzitutto un vantaggio economico a chi opera l'investimento, ottenendo il vantaggio ambientale come sovrappiù.

Il settore dell'edilizia rappresenta una quota importante dei consumi energetici e come tale può essere protagonista di quel cambio di prospettiva del settore energetico che è invocata a livello europeo dalla Direttiva 2006/32/CE e dal successivo Piano d'Azione dell'ottobre 2006.

Nell'ambito di un lavoro commissionato dalla Provincia di Milano, sono stati analizzati dettagliatamente il costo complessivo, di investimento e gestione, dell'energia risparmiata, rispetto alle soluzioni "tradizionali", nel caso di 90 diversi interventi sull'efficienza energetica degli edifici, andando a stimare nei casi più generali possibile quali siano e sotto quali condizioni, le misure di maggior interesse economico per la riduzione dei consumi nell'edilizia.

#### **11.9.1. La metodologia di calcolo del Costo dell'Energia Conservata (CEC)**

La valutazione del *costo dell'energia conservata (CEC)*, a seguito degli interventi: è stata eseguita nel seguente modo:

$$CEC = \frac{I_j}{EC} \left[ \frac{\text{€}}{\text{tep}} \right]$$

dove:

*EC*: energia risparmiata annualmente in modo costante per tutta la durata di vita dell'intervento viene espressa in [tep/a].

*I<sub>j</sub>*: quota annua di investimento in [€/a]. Tale valore viene così determinato:

$$I_1 = I_0 \cdot \frac{a}{1 - (1+a)^{-n}} \left[ \frac{\text{€}}{a} \right]$$

□ □ □

dove:

$I_0$ : investimento iniziale per la realizzazione dell'intervento in [€];

$a$ : tasso di sconto. In questo lavoro è assunto pari al 5%;

$n$ : durata di vita in anni attesa dell'intervento.

Nel lavoro si sono utilizzati i seguenti coefficienti di conversione:

- 0,086: fattore di conversione fissato dai decreti ministeriali 20 luglio 2004, 1 MWh termico = 0,086 tep con p.c.i del gas naturale/gasolio pari rispettivamente a 9,6 kWh/m<sup>3</sup> e 11,8 kWh/kg;
- 0,22: fattore di conversione dell'energia elettrica fissato dai decreti ministeriali 20 luglio 2004, 1 MWh elettrico = 0,22 tep.

### 11.9.2. Alcuni esempi di calcolo del CEC

La valutazione del risparmio di energia associato ad una misura di efficienza non è semplice e richiede una serie di ipotesi, che si è cercato di esplicitare in modo chiaro di volta in volta e dipende dalla tipologia di immobile a cui ci si riferisce. Per cui l'analisi, svolta in termini generali, è stata poi contestualizzata in alcune tipologie edilizie significative nell'ambito della provincia di Milano, giungendo ad una valutazione specifica del costo dell'energia conservata.

Si sono considerati i costi degli interventi in base ai prezzi di listino dei componenti, consapevoli che talvolta essi possono essere ridotti nella fase di acquisto; tuttavia, si è tenuto conto almeno parzialmente di tale aspetto riducendo i costi per l'installazione ove si presuppone che il prezzo effettivo possa essere inferiore al prezzo di listino. Non si è tenuto conto dell'IVA. L'energia risparmiata si è valutata come differenza tra il consumo con una tecnologia tradizionale precedentemente installata e quello atteso con la nuova tecnologia. La durata di vita dei componenti è stata scelta di volta in volta in base alle specifiche tecniche, scontando il costo dell'investimento ad un tasso fisso del 5%.

Dove è stato possibile, il costo di investimento è stato riportato all'unità di superficie al fine di rendere più generale possibili l'analisi. Non si è tenuto conto invece delle possibili agevolazioni sul piano fiscale, né dei possibili contributi riconosciuti da talune amministrazioni, che possono rendere più attraenti tali tipi di intervento.

I risultati più significativi dello studio sono riassunti nelle tabelle seguenti, per le diverse tipologie edilizie considerate. Si riportano l'energia conservata, EC, il relativo costo (CEC) e il tempo di ritorno dell'investimento semplice, PB.

APPARTAMENTO IN EDIFICIO A TORRE				
con impianto di riscaldamento centralizzato e raffrescamento autonomo				
TIPO INTERVENTO	ECTOT [tep10-3/m2a]	CEC5% [€/tep]	PB [anni]	
12	sostituzione vetro singolo con vetro doppio a moderato controllo solare	4,4	126	2 e 5 mesi
13	sostituzione vetro singolo con vetro doppio a elevato controllo solare	4,4	130	2 e 6 mesi
3	applicazione isolamento a estradosso su coperture piane (classe isol. bassa)	3	132	3 e 5 mesi
11	sostituzione vetro singolo con vetro doppio chiaro	1,3	174	3 e 6 mesi
30	caldaia a gas a condensazione	2,9	277	4 e 6 mesi
28	caldaia a gas a bassa temperatura x risc. + caldaia a gas standard x a.c.s.	0,5	295	4 e 9 mesi
1	applicazione isolamento a cappotto su pareti ext. (classe isol. bassa)	4,5	308	8 e 2 mesi
14	sostituzione serramento con vetro singolo con serramento in legno di pino con doppio vetro chiaro	2,7	312	8 e 3 mesi
4	applicazione isolamento a estradosso su coperture piane (classe isol. alta)	2,2	339	8 e 4 mesi
15	sostituzione serramento con vetro singolo con serramento in legno douglas con doppio vetro chiaro	0,5	410	8 e 8 mesi
44	impianto solare -tipologia 2- per la produzione di a.c.s.: circolazione naturale, 1 pannello piano	1,6	435	9
2	applicazione isolamento a cappotto su pareti ext. (classe isol. alta)	2,2	450	10 e 4 mesi
16	sostituzione serramento con vetro singolo con serramento in legno di rovere con doppio vetro chiaro	2,7	462	11
7	applicazione isolamento a cappotto su pareti ext. e a estradosso su coperture piane (classe isol. bassa)	5,6	463	12
43	impianto solare -tipologia 1- per la produzione di a.c.s.: circolazione naturale, 1 pannello piano	1,6	535	12
27	caldaia a gas a bassa temperatura	2,7	536	12 e 5 mesi
42	impianto solare -monoblocco- per la produzione di a.c.s.: circolazione naturale, 1 pannello piano	5,8	669	12 e 5 mesi
8	applicazione isolamento a cappotto su pareti ext. e a estradosso su coperture piane (classe isol. alta)	0,3	711	12 e 6 mesi
41	sistema term. e cont. del calore in imp. a distrib. orizzontale	2,2	757	13
29	due caldaie a gas a bassa temperatura in cascata	1,1	773	14
17	sostituzione serramento con vetro singolo con serramento in pvc con doppio vetro chiaro	1,6	774	15 e 6 mesi
39	sistema term. e cont.del calore in imp. a distrib. verticale con valvole termostatiche	7,2	877	19
18	sostituzione serramento con vetro singolo con serramento in alluminio con doppio vetro chiaro	2,5	906	20 e 8 mesi
40	sistema term. e cont. del calore in imp. a distrib. verticale con valvole term. con timer e termostato	0,1	957	21
21	applicazione sul 50% degli elementi trasparenti di veneziana interna chiara	0,1	1115	22 e 6 mesi
26	caldaia a gas standard x risc. + caldaia a gas standard x a.c.s.	2,5	1388	24 e 2 mesi
49	impianto fotovoltaico con potenza di 1 kWp con celle di silicio monocristallino	2,7	1792	33 e 10 mesi
20	applicazione sul 50% degli elementi trasparenti di pellicola ad alto controllo solare	0,2	2036	38 e 6 mesi
23	applicazione sul 50% degli elementi trasparenti di pellicola ad alto controllo solare e veneziana int.	0,3	2328	44
22	applicazione sul 50% degli elementi trasparenti di pellicola a moderato controllo solare e veneziana int.	0,2	2608	49 e 5 mesi
19	applicazione sul 50% degli elementi trasparenti di pellicola a moderato controllo solare	0,2	2632	49 e 9 mesi

<b>APPARTAMENTO IN EDIFICIO IN LINEA</b>				
<b>con impianto di riscaldamento e raffrescamento autonomo</b>				
	<b>TIPO INTERVENTO</b>	<b>EC<sub>TOT</sub> [tep10<sup>-3</sup>/m<sup>2</sup>a]</b>	<b>CEC<sub>5%</sub> [€/tep]</b>	<b>PB [anni]</b>
12	sostituzione vetro singolo con vetro doppio a moderato controllo solare	5,2	146	2 e 9 mesi
13	sostituzione vetro singolo con vetro doppio a elevato controllo solare	5,3	149	2 e 10 mesi
3	applicazione isolamento a estradosso su coperture piane (classe isol. bassa)	3,5	153	3 e 10 mesi
11	sostituzione vetro singolo con vetro doppio chiaro	2,3	202	4
7	applicazione isolamento a cappotto su pareti ext. e a estradosso su coperture piane (classe isol. bassa)	7,7	298	8
1	applicazione isolamento a cappotto su pareti ext. (classe isol. bassa)	2,5	359	8 e 3 mesi
14	sostituzione serramento con vetro singolo con serramento in legno di pino con doppio vetro chiaro	0,8	364	9
4	applicazione isolamento a estradosso su coperture piane (classe isol. alta)	5,4	395	9 e 6 mesi
15	sostituzione serramento con vetro singolo con serramento in legno douglas con doppio vetro chiaro	3,1	477	9 e 8 mesi
8	applicazione isolamento a cappotto su pareti ext. e a estradosso su coperture piane (classe isol. alta)	1,5	486	9 e 10 mesi
44	impianto solare -tipologia 2- per la produzione di a.c.s.: circolazione naturale, 1 pannello piano	2,8	510	10 e 6 mesi
25	caldaia condensazione	1,5	514	12
2	applicazione isolamento a cappotto su pareti ext. (classe isol. alta)	3,1	524	12 e 9 mesi
16	sostituzione serramento con vetro singolo con serramento in legno di rovere con doppio vetro chiaro	9,5	538	13
24	caldaia premiscelazione	6,7	557	14
43	impianto solare -tipologia 1- per la produzione di a.c.s.: circolazione naturale, 1 pannello piano	3,1	628	14 e 5 mesi
42	impianto solare -monoblocco- per la produzione di a.c.s.: circolazione naturale, 1 pannello piano	1,5	785	15 e 3 mesi
17	sostituzione serramento con vetro singolo con serramento in pvc con doppio vetro chiaro	0,2	897	20
18	sostituzione serramento con vetro singolo con serramento in alluminio con doppio vetro chiaro	3	1059	24
21	applicazione sul 50% degli elementi trasparenti di veneziana interna chiara	3	1064	28 e 3 mesi
49	impianto fotovoltaico con potenza di 1 kWp con celle di silicio monocristallino	2,2	1792	33 e 10 mesi
20	applicazione sul 50% degli elementi trasparenti di pellicola ad alto controllo solare	0,2	1942	36 e 9 mesi
23	applicazione sul 50% degli elementi trasparenti di pellicola ad alto controllo solare e veneziana int.	0,4	2220	42
22	applicazione sul 50% degli elementi trasparenti di pellicola a moderato controllo solare e veneziana int.	0,3	2488	47
19	applicazione sul 50% degli elementi trasparenti di pellicola a moderato controllo solare	0,3	2510	47 e 6 mesi

<b>VILLETTA A SCHIERA</b>				
	<b>TIPO INTERVENTO</b>	<b>EC<sub>TOT</sub> [tep10<sup>-3</sup>/m<sup>2</sup>a]</b>	<b>CEC<sub>5%</sub> [€/tep]</b>	<b>PB [anni]</b>
5	applicazione isolamento su sottotetto non praticabile (classe isolamento bassa)	3,2	56	1 e 6 mesi
12	sostituzione vetro singolo con vetro doppio a moderato controllo solare	2,4	146	2 e 9 mesi
13	sostituzione vetro singolo con vetro doppio a elevato controllo solare	2,4	149	2 e 10 mesi
11	sostituzione vetro singolo con vetro doppio chiaro	1,6	202	3 e 10 mesi
6	applicazione isolamento su sottotetto non praticabile (classe isolamento alta)	11,2	216	4
9	applicazione isolamento a cappotto su pareti ext. (classe isol. bassa)	3,9	273	4 e 10 mesi
32	caldaia condensazione con sistema di riscaldamento tipo radiante	4	295	5 e 9 mesi
33	pompa di calore ad acqua di falda con sistema di riscaldamento tipo radiante	11,2	300	6
1	applicazione isolamento a cappotto su pareti ext. (classe isolamento bassa)	11,2	359	7 e 4 mesi
14	sostituzione serramento con vetro singolo con serramento in legno di pino con doppio vetro chiaro	2,1	364	9
10	applicazione isolamento a cappotto su pareti ext. e su sottotetto non praticabile (classe isolamento alta)	8	435	14
34	pompa di calore geotermica con sistema di riscaldamento tipo radiante	1,4	439	9 e 8 mesi
15	sostituzione serramento con vetro singolo con serramento in legno douglas con doppio vetro chiaro	3	477	11 e 4 mesi
2	applicazione isolamento a cappotto su pareti ext. (classe isol. alta)	14,1	524	11 e 6 mesi
16	sostituzione serramento con vetro singolo con serramento in legno di rovere con doppio vetro chiaro	1,4	538	12 e 9 mesi
31	caldaia condensazione con sistema di riscaldamento tipo tradizionale a radiatori	10	563	14
45	impianto solare –monoblocco- per la produzione di a.c.s.: circolazione naturale, 2 pannelli piani	1,4	589	14 e 5 mesi
47	impianto solare tradizionale per la produzione di a.c.s.: circolazione forzata, 2 pannelli sottovuoto	3,8	792	15 e 4 mesi
46	impianto solare tradizionale per la produzione di a.c.s.: circolazione forzata, 2 pannelli piani	3	805	15 e 7 mesi
17	sostituzione serramento con vetro singolo con serramento in pvc con doppio vetro chiaro	0,1	897	20
18	sostituzione serramento con vetro singolo con serramento in alluminio con doppio vetro chiaro	1,4	1059	24
21	applicazione sul 50% degli elementi trasparenti di veneziana interna chiara	1,4	1064	28 e 3 mesi
48	impianto solare combinato per la produzione di a.c.s. e riscaldamento con immagaz. acqua per il circuito riscaldamento: circolazione forzata, pannelli sottovuoto	2	1448	33 e 10 mesi
49	impianto fotovoltaico con potenza di 1 kWp con celle di silicio monocristallino	0,2	1792	36 e 9 mesi
20	applicazione sul 50% degli elementi trasparenti di pellicola ad alto controllo solare	0,2	1942	42
23	applicazione sul 50% degli elementi trasparenti di pellicola ad alto controllo solare e veneziana int.	0,2	2220	47
22	applicazione sul 50% degli elementi trasparenti di pellicola a moderato controllo solare e veneziana int.	0,1	2488	47 e 6 mesi
19	applicazione sul 50% degli elementi trasparenti di pellicola a moderato controllo solare	7,8	2510	6 e 3 mesi

### **11.10. Le Energy Service Companies (ESCO.) nel settore dell'edilizia**

La ESCO rappresenta una modalità di azione efficace per realizzare gli interventi previsti dal nuovo quadro di regolamentazione e per far fronte alle problematiche economico-ambientali del settore dell'edilizia. Come si descrive di seguito, l'aspetto interessante degli interventi effettuati in logica "ESCO" è che spesso essi possono pagarsi quasi interamente con capitale di debito, riuscendo a ripagare il prestito con i proventi certi del risparmio. Non vi è, in altre parole, l'incertezza di un mercato di sbocco, dal momento che i ricavi, conseguenti all'adozione delle misure di risparmio, sono sicuri quando l'analisi tecnica sia condotta correttamente. L'unico aspetto critico, nel caso di nuovi edifici, è la definizione del risparmio: non essendovi un pregresso, è necessario definire un riferimento ipotetico con tecnologie tradizionali al fine di valutare un risparmio acquisito con l'investimento incrementale nelle tecnologie a maggior efficienza energetica. Questo può rappresentare un ostacolo al riconoscimento delle maggiori prestazioni dell'edificio da parte del conduttore.

#### **11.10.1. La logica ESCO**

La consapevolezza dei margini di risparmio energetico conseguibili in molte realtà industriali e del terziario e la riluttanza di molte imprese energetiche a ridurre i propri guadagni correnti a favore di investimenti pur remunerativi ha favorito nel tempo la nascita e la crescita di imprese specializzate nel risparmio energetico. Per rispondere in modo concreto alla crescente richiesta di risparmio, in termini energetici e di risorse, sul fronte pubblico e privato, e in ogni caso per implementare i nuovi regolamenti sull'efficienza energetica, sono state pensate società specializzate denominate ESCO, acronimo di "Energy Service (o Saving secondo alcuni!) Company", ovvero Società di Servizi Energetici. Originariamente queste imprese non sono integrate a gruppi attivi nel settore della vendita dei prodotti energetici, proponendosi come alternative all'approccio tradizionale alla copertura della domanda di energia. Tuttavia, molte delle ESCO oggi attive in Italia sono partecipate da imprese attive nel campo dell'impiantistica e della fornitura energetica, in conseguenza della risposta attuata alla "minaccia" dei nuovi operatori.

La logica ESCO consiste nella "vendita" del risparmio energetico. Le ESCO effettuano presso i loro clienti interventi volti ad ottenere un risparmio attraverso il miglioramento

dell'efficienza energetica. Le ESCO si ripagano l'investimento, e il costo dei servizi erogati, con una quota del risparmio energetico effettivamente conseguito grazie all'intervento.

Uno spiccato interesse alle iniziative ESCO è stato mostrato anche dai dirigenti del Ministero dell'Ambiente Italiano. Tuttavia, mentre a livello europeo il meccanismo del Performance Contracting e del Third Part Financing venivano ufficialmente canonizzati in una Direttiva fin dal 1994, in Italia le ESCO hanno visto un pieno riconoscimento ufficiale solo di recente, con i Decreti per l'efficienza energetica del 2001, reiterati nel 2004, in cui viene riconosciuta l'esistenza delle ESCO attribuendo a tali società la titolarità dei titoli di efficienza energetica e la possibilità di negoziarli tanto in borsa quanto direttamente con i soggetti obbligati dai decreti, i distributori. La possibilità di scambiare titoli di efficienza energetica (TEE) consente ai distributori che incorrerebbero in costi marginali relativamente elevati per conseguire il risparmio di energia negli usi finali attraverso la realizzazione di progetti, di acquistare in alternativa titoli di efficienza energetica da quei soggetti che invece presentano costi marginali di risparmio relativamente inferiori e che pertanto avranno convenienza a vendere i propri titoli sul mercato.

Le ESCO hanno come obiettivo primario quello di ottenere un risparmio attraverso il miglioramento dell'efficienza energetica, per conto della propria clientela. La peculiarità dell'intervento ESCO sta nel fatto che gli interventi tecnici necessari ad ottenere i risparmi energetici sono effettuati mediante investimenti sostenuti dalle stesse ESCO e non dal cliente. Il consumatore di energia rimane così sgravato da ogni forma di investimento, e non dovrà preoccuparsi di finanziare gli interventi migliorativi dell'efficienza dei propri impianti, acquisendo da subito una parte del risparmio ottenuto. A loro volta, le ESCO si ripagano l'investimento, e il costo dei servizi erogati, con una quota del risparmio energetico effettivamente conseguito grazie all'intervento. Il profitto della ESCO, in altre parole, è legato al risparmio energetico conseguito con la realizzazione del progetto. La differenza tra la bolletta energetica pre e post intervento migliorativo spetta alla ESCO in toto o pro-quota fino alla fine del periodo di contratto previsto. Allo scadere dei termini contrattuali, l'utente potrà beneficiare totalmente della maggiore efficienza del proprio impianto, ne diventerà proprietario e potrà, quindi, scegliere se mantenere la gestione affidata alla ESCO, a condizioni da negoziare, o se assumerla in proprio. Il meccanismo di funzionamento delle ESCO è schematizzato in Figura 47. In qualche modo possiamo dire che l'intervento ESCO coniuga la realizzazione e la gestione degli impianti energetici, che

sono due fasi tradizionalmente scollegate, superando così la mancata ottimizzazione sull'intero ciclo di vita degli impianti.



Figura 47: Rappresentazione schematica semplificata di un contratto ESCO

L'approccio ESCO è finalizzato proprio a privilegiare le scelte più efficienti, trovando gli strumenti finanziari e contrattuali adeguati per realizzare gli investimenti energetici, gestendo in modo ottimale i rischi ad essi connessi. Una ESCO che sia credibile sul piano tecnico e forte su quello finanziario può essere di grande aiuto alle imprese nel settore edilizio, che per ragioni storiche spesso non hanno le competenze per essere innovative sul fronte degli impianti energetici, pur essendo chiamate ad essere attive sul fronte della promozione dell'efficienza e della certificazione energetica delle proprie realizzazioni.

### 11.10.2. ESCO - Gli aspetti finanziari e contrattualistici

Esistono in prima approssimazione tre tipologie contrattuali che si sviluppano tra le ESCO e il cliente. I contratti che ne conseguono sono definiti come:

1. *Energy Performance Contract (EPC)*: con questo contratto la ESCO si impegna a far ottenere al cliente, che paga l'investimento, un determinato livello di rendimento energetico, salvaguardandolo dalla maggior parte dei rischi tecnici e finanziari. In cambio del risparmio che il cliente verrà ad ottenere sarà pagato alla ESCO un corrispettivo che dipende dal livello del risparmio ottenuto, a compensazione del capitale da essa investito. Anche il pagamento del suo onorario, a titolo di profitto, sarà derivante dallo stesso risparmio. Ecco quindi come rivesta un'importanza

notevole il monitoraggio dei flussi energetici in modo da stabilire con la maggiore certezza possibile, il livello del risparmio raggiunto.

L'EPC comporta per il cliente l'opportunità di destinare fondi, che sarebbero spesi per pagare le forniture energetiche, consentendo l'intrapresa di progetti che altrimenti non sarebbe possibile mettere in atto per mancanza di risorse finanziarie, o rendendoli attuabili anche in presenza di tagli al bilancio. Ciò si manifesta in modo differente a seconda che il cliente sia appartenente al settore pubblico o a quello privato, liberando in ogni caso risorse finanziarie preziose.

2. Tutte le modalità di finanziamento in cui si riesca a ricorrere ad elevate leve finanziarie con minimo ricorso al capitale proprio e l'impegno dei flussi di cassa generati dall'investimento stesso sono solitamente identificate come *Finanziamento Tramite Terzi, (FTT)* o Third Party Financing secondo la dizione anglosassone. Il FTT è specifico dell'intervento di una ESCO e dei servizi da essa offerti, in quanto dalle prestazioni che l'impianto raggiungerà dopo tali interventi, deriverà quel risparmio energetico-finanziario garante dell'ammortamento dell'investimento iniziale e del pagamento dei servizi erogati. Perciò esso si basa su di un corollario fondamentale, ovvero quello della solvibilità del credito garantita dal risparmio energetico dell'impianto installato.
3. *Contract Energy Management, (CEM)*: con questo contratto la ESCO prende su di sé la totale responsabilità per l'intero progetto, sia di breve che di lungo termine, comprendendo dunque tutti quei servizi che saranno necessari non solo per la realizzazione degli impianti, ma anche per il loro utilizzo futuro, consentendo al cliente di realizzare importanti risparmi, non solo energetici, ma anche riguardo i costi di gestione degli impianti. Il Contract Energy Management (CEM) è un tipo di contratto offerto dalle ESCo indirizzato a quei clienti interessati ad un servizio energetico globale a lungo termine; servizio che non si esaurisca con l'installazione di impianti a più elevata efficienza energetica, ovvero a quei clienti che desiderino affidare ad una entità esterna il compito di gestire il loro uso dell'energia e gli impianti ad essa connessa, nel modo più completo. L'azienda fornitrice di un contratto CEM si assume la responsabilità per ogni aspetto dei servizi energetici offerti, fornendo un servizio mirato al conseguimento ed al mantenimento di un elevato standard produttivo. In questo senso il CEM si differenzia dagli altri due tipi di contratto,

essendo più rivolto all'operatività del "sistema energia" dell'impresa piuttosto che alla costruzione di nuovi impianti.

Questi tre tipi di contratto potrebbero in prima approssimazione essere considerate equivalenti anche se, ad un esame più approfondito e dettagliato presentano delle diversità che li rendono delle entità ben distinguibili e soggette a diverse modalità di applicazione. Le combinazioni possibili di accordi sul piano tecnico e finanziario sono davvero molte e non si indagano qui in profondità. Un aspetto importante che merita attenzione è la metodologia di ripartizione dei benefici del risparmio tra ESCO e cliente, che può tutelare maggiormente una parte o l'altra, nell'ambito del EPC. Gli approcci più ricorrenti sono riconducibili alle due famiglie descritte in Tabella 67 e Tabella 68.

<b>Finanziamento Tramite Terzi - Contratto a Risparmio Condiviso (Shared Saving)</b>	
	<p><i>E' la forma più classica e diffusa con cui si applica generalmente un contratto di FTT. Sulla base di un contratto di compartecipazione ai risparmi, la ESCO si fa carico dell'installazione, della gestione e del finanziamento delle migliorie tecniche volte ad accrescere l'efficienza energetica e riceve in cambio il pagamento di un canone, quale corrispettivo per il servizio prestato, comprendente una quota percentuale del valore economico dell'energia risparmiata durante il periodo di validità del contratto.</i></p>
<b>Caratteristiche</b>	<p><i>I contratti "shared saving" hanno una durata tipica tra i 5 e i 7 anni.</i></p> <p><i>La ripartizione dei ricavi da risparmio energetico è espressa da una coppia di percentuali che insieme ammontano a cento: ad esempio una ripartizione al 70/30 implica che la ESCO riceve il 70% della quota di risparmio e il cliente il 30%. Tale frazione percentuale di risparmio può essere costante per tutto il periodo del contratto oppure può essere soggetta a variazioni. Nel caso in cui la suddetta frazione sia variabile, è previsto di norma che una percentuale maggiore del valore economico dei risparmi sia versata alla ESCO nei primi anni, mentre in quelli successivi sarà il cliente a trattenerne la quota più rilevante.</i></p> <p><i>Di norma la ESCO conserva la proprietà degli impianti realizzati fino alla scadenza del contratto. Risolto il medesimo, è il cliente a diventare proprietario.</i></p> <p><i>Un simile contratto a scadenza fissa e a quota compartecipativa predeterminata implica la possibilità di subire delle variazioni nel tempo (che possono spingersi fino alla rinegoziazione dei termini dello stesso) in relazione ad una soglia massima e minima dei prezzi energetici.</i></p>
<b>Vantaggi</b>	<p><i>Per il cliente destinatario dell'intervento il finanziamento avviene fuori bilancio poiché non è stato investito direttamente alcun capitale. Tutti i rischi connessi al recupero del capitale investito sono a carico della ESCO. Quest'ultima, poiché il rientro dall'investimento dipende interamente dai livelli dei risparmi ottenuti, ha un forte incentivo ad assicurare che le migliorie apportate diano i risultati previsti.</i></p>
<b>Svantaggi</b>	<p><i>Nella durata del contratto potrebbero sorgere delle controversie sulle modalità di rimborso dei risparmi, a meno che non vengano inserite nello stesso delle clausole di risparmio minimo garantito assicurate contrattualmente al cliente, a prescindere dall'effettivo verificarsi dei risparmi attesi.</i></p>

**Tabella 67: Finanziamento Tramite Terzi – Forme contrattuali più ricorrenti – Shared Saving**

<b>Finanziamento Tramite Terzi - Contratto a cessione globale limitata (First Out)</b>	
<b>Caratteristiche</b>	<p><i>Questa tipologia contrattuale prevede che il cliente destinatario degli interventi riconosca alla ESCO la totalità dei risparmi per un numero limitato di anni stabilito contrattualmente (solitamente tra i 3 e i 5 anni). La ESCO riceve via via il 100% del controvalore dei risparmi energetici ottenuti, a partire dalla base di riferimento dei consumi concordata, per tutta la durata del contratto.</i></p> <p><i>Qualora gli impianti realizzati non abbiano offerto le prestazioni previste e non abbiano ripagato il costo del progetto nei termini preventivati, la perdita è a carico della ESCO.</i></p> <p><i>Il rischio d'impresa assunto dalla ESCO è costituito dall'impegno a cedere al cliente tutto il risparmio che verrà conseguito a partire dalla scadenza stabilita nel contratto, a prescindere dal fatto che siano avvenuti o meno il rimborso e la remunerazione previsti.</i></p> <p><i>Come nel caso dello "shared saving", la ESCO conserva la proprietà degli impianti fino alla scadenza del contratto; trascorso tale termine la proprietà è trasferita al cliente.</i></p>
<b>Vantaggi</b>	<p><i>Il termine massimo di durata del contratto è più breve rispetto a quello degli altri contratti di FTT. Tuttavia il conseguimento di risparmi di entità maggiore rispetto alle previsioni non riduce la durata del contratto, e produce sopravvenienze attive a vantaggio della ESCO.</i></p>
<b>Svantaggi</b>	<p><i>Non si produce una riduzione immediata dei costi energetici per il cliente; ciò può rappresentare un disincentivo per lo stesso cliente ai fini della collaborazione con la ESCO per la riuscita dell'intera operazione di risparmio energetico.</i></p>

**Tabella 68: Finanziamento Tramite Terzi – Forme contrattuali più ricorrenti – First Out**

### **11.10.3. Quantificazione del risparmio conseguibile (concetto di "base-line")**

Il fondamento economico dell'attività della ESCO, con riferimento ad impianti esistenti, parte dal presupposto che il risparmio energetico determini un flusso di minori costi di conseguente alla maggiore efficienza che, attualizzato, è in grado di ripagare l'investimento iniziale. La "base-line" rappresenta il riferimento contrattuale per la definizione del risparmio annuo conseguibile (in fase di offerta) e conseguito (in fase di esecuzione contrattuale) quale differenza tra un valore storico o atteso dei consumi, di riferimento (la base-line assume quindi il carattere di "fermo immagine" contrattuale dei consumi del cliente) ed i nuovi livelli di consumo. È ovviamente l'elemento più delicato ed importante del contratto e, comunque, non sempre di facile definizione sia tecnica sia economica sia contrattuale.

La base-line contrattuale poggia sulla definizione di:

- Base-line tecnica (valore annuo delle quantità di energia di riferimento)
- Base-line economica (valore economico unitario delle quantità di energia di riferimento)

In particolare, nel caso di contratto ESCO per investimenti su edifici (calore, energia elettrica, condizionamento, acqua calda), la definizione della base-line tecnica è complessa in quanto il dato dei consumi di riferimento varia in base alla stagionalità nell'uso, alle condizioni climatiche e ad altri fattori. Nel caso di un edificio esistente l'analisi dovrà prendere in esame il consumo energetico di alcuni anni pre-intervento cercando di ponderare al meglio le medie che verranno assunte a base-line tecnica.

Nel caso invece di contratto ESCO su nuovi edifici da costruire, la ESCO interviene proponendo soluzioni tecniche innovative il cui parametro non è la massimizzazione del risparmio sull'investimento iniziale, ma la massimizzazione del risparmio sui consumi energetici futuri attesi dall'adozione di tecnologie migliori rispetto a quelle standard. In questo caso la base-line viene definita sul progetto iniziale e risulta essere non una base-line calcolata su dati storici certi, ma una base-line convenuta sulla base delle soluzioni standard adottate dai costruttori.

I risparmi sono quindi inizialmente stimati e dovrebbero essere certificati da una parte terza. Con l'affidamento di un contratto di servizio il risparmio può essere conteggiato implicitamente nel prezzo del contratto di gestione degli impianti, più competitivo rispetto a quello proponibile con l'adozione di tecnologie con prestazioni inferiori.

Fermo restando la necessità di determinare una base-line di riferimento quanto più accurata possibile è altamente probabile che, nel corso della durata del contratto, possano verificarsi fatti per cui la base-line di riferimento possa subire verifiche e variazioni.

Gli standard di riferimento per tali procedure si stanno diffondendo a livello Europeo e sono rappresentati dai protocolli I.P.M.V.P. (International Performance Measurement and Verification Protocol) di derivazione Nord Americana.

#### **11.10.4. L'ottimizzazione degli incentivi: alcuni interventi possibili per la ESCO**

##### **11.10.4.1. L'esempio del teleriscaldamento**

Il riconoscimento dei CV per l'energia prodotta da impianti di cogenerazione abbinata al teleriscaldamento è di particolare interesse per il settore edilizio. Questo tipo di impianto rappresenta una soluzione efficiente sul piano tecnologico, ma è soprattutto interessante per le regole che ne disciplinano attualmente la realizzazione. Forzare le scelte a favore di un impianto cogenerativo di teleriscaldamento può portare soddisfazioni economiche importanti, grazie alle seguenti agevolazioni:

- defiscalizzazione nell'acquisto del gas metano, sia per la quota parte destinata alla produzione elettrica, sia per la quota destinata alla parte termica
- riduzione dell'aliquota IVA al 10% sul prezzo di cessione del calore ai clienti finali
- titolarità per l'ottenimento dei certificati verdi per i primi 8 anni di operatività.

Cumulando questi fattori si può vedere come risulti estremamente vantaggiosa la scelta del teleriscaldamento con cogenerazione rispetto a qualsiasi altra tecnologia per la produzione di energia termica ogniqualvolta vi sia una domanda termica sufficiente e non si intervenga in ambiti vincolati sul piano ambientale.

Inoltre, il fatto che per interventi di questo tipo siano previsti ulteriori incentivi derivanti dalla defiscalizzazione del gas utilizzato negli impianti e dalla riduzione dell'aliquota IVA, attualmente prevista al 10%, costituisce un incentivo finanziario di rilievo per progetto di questo tipo. Un rifacimento degli impianti può essere progettato tenendo in considerazione anche il conto energia oppure l'uso della microgenerazione o il teleriscaldamento, soprattutto se derivante da biomassa o idrogeno. In questo caso infatti si avrà la massima sinergia in quanto i CV verranno riconosciuti alla produzione totale di energia e non solo per la parte di calore utilizzata per il teleriscaldamento.

## Il teleriscaldamento

Il teleriscaldamento consiste nella produzione centralizzata di calore e nella sua distribuzione per mezzo di acqua calda (85 – 90 °C) o acqua surriscaldata (115 – 120 °C) presso abitazioni civili e/o edifici destinati ad usi diversi (commercio, edifici pubblici, ospedali, etc.).

Generalmente si produce calore in impianti di cogenerazione, impianti cioè che consentono una produzione combinata di energia elettrica e di calore ottenendo un sostanziale risparmio energetico rispetto alla produzione separata delle medesime quantità ed, inoltre una significativa riduzione delle emissioni inquinanti nell'atmosfera. L'acqua calda viene distribuita presso gli utenti per mezzo di una tubazione che costituisce la rete del teleriscaldamento. La rete distribuisce il calore alle utenze (unità abitative, condomini, scuole, ospedali, etc.) tramite sottostazioni di scambio termico, che normalmente sono scambiatori a piastre le quali scambiano il calore di rete con l'impianto di riscaldamento interno agli edifici. Con il teleriscaldamento pertanto le sottostazioni di scambio termico trovano il posto delle caldaie esistenti.

I vantaggi del teleriscaldamento, ormai oggettivamente riconosciuti, possono essere considerati i seguenti:

- minor inquinamento e maggiore efficienza energetica. Il rendimento di un impianto è tendenzialmente migliore con l'aumentare della taglia. Normalmente inoltre gli impianti distribuiti che vengono sostituiti dal teleriscaldamento sono spesso obsoleti e con rendimenti e controllo delle emissioni molto inferiori agli omologhi attuali;
- gli utenti eliminano i costi dei controlli annuali e della pulizia di caldaie e camini. Nel caso di impianti alimentati a biomassa, il minor costo del combustibile rispetto a gasolio, metano e GPL, permette di risparmiare sul prezzo dell'energia termica consumata;
- garanzia di continuità del servizio determinata dalla presenza di più caldaie e di una o più caldaie di integrazione alimentate da fonti fossili. Le reti di distribuzione calore inoltre, possono essere a maglia chiusa in modo da funzionare correttamente anche nel caso di rottura accidentale di una tubazione;
- maggiore comodità rispetto agli impianti domestici dove l'utente, una volta impostato il crono-termostato, paga in base al calore effettivamente utilizzato;
- assenza di vincoli di legge derivanti da motivi di sicurezza ed ambientali (revisioni annuali, adeguamenti, etc.);
- sicurezza degli impianti in quanto non vi è presenza di combustibili all'interno degli edifici;
- economicità per l'utente derivante da un minor costo del kWh e dell'IVA ridotta al 10%.

#### **11.10.4.2. Esempio di ritorno dell'investimento per gli interventi di miglioramento dell'efficienza energetica complessiva di un edificio**

Seguendo l'esempio della Provincia Autonoma di Bolzano, che ha introdotto un regolamento edilizio che classifica in modo molto semplice gli edifici (abitazioni e uffici, esclusi quelli in zone produttive) in base a 7 categorie di consumo che ne caratterizzano i fabbisogni di calore, si può fare una valutazione dell'investimento richiesto per raggiungere un fabbisogno energetico minore o uguale alla categoria "C" < 70 kWh/m<sup>2</sup> per anno (casa da 7 litri di consumo di gasolio /m<sup>2</sup> per anno).

In questo caso i maggiori costi iniziali (dell'ordine del 2%) sono compensati sia dai benefici di un ritorno dell'investimento in pochi anni, che dal maggior valore dell'immobile in relazione alla sua classe di certificazione.

Per esempio, assumendo che il costo di un appartamento di 100 m<sup>2</sup> in un edificio condominiale sia pari a 200.000 € (2.000 €/m<sup>2</sup>), sia costruito in classe "G" (<160kWh/m<sup>2</sup> anno) e consuma 16 litri di gasolio /m<sup>2</sup> per anno. Lo stesso appartamento in classe "C" avrebbe un maggior costo stimato del 2% = 4.000 € con un consumo di 7 litri di gasolio /m<sup>2</sup>. Per cui per 100 m<sup>2</sup> avremo una differenza di consumo annuo pari a: 16 – 7 x100 = 900 litri di gasolio/anno. Se 1 litro di gasolio costa 1 € avremo un risparmio di 900 €/annuo e quindi un ritorno dell'investimento in meno di 5 anni, senza contare l'apprezzamento dell'alloggio e l'ulteriore risparmio derivante dal tendenziale aumento del prezzo del combustibile. L'investimento come si vede è molto vantaggioso considerando i risparmi sul tempo di vita medio di una abitazione, che è superiore ai 50 anni.

#### **11.11. Creazione di una ESCo operante nel settore dell'edilizia**

Le ESCO non sono molto diffuse in Italia. Ad un'analisi più approfondita, la maggior parte delle società registrate come ESCO, ovvero delle società di servizi energetici accreditate per l'utilizzo del Sistema Efficienza Energetica presso l'Autorità di regolamentazione, così come riportato dall'AEEG (<http://www.autorita.energia.it/ee/index.htm>), sono in realtà società specializzate in vari aspetti del servizio "energia", quali il miglioramento dell'efficienza energetica, installatori e manutentori di impianti, venditori di energia o utilities. Queste società generalmente forniscono un servizio in cambio di un compenso fisso o come valore aggiunto della fornitura di impianti e/o di energia. L'attività prevalente rimane la vendita del

bene/servizio di provenienza (il combustibile, l'energia, l'impianto, ...) con una resistenza a proporre nuovi servizi o prodotti, soprattutto se diversi rispetto a quelli commercializzati in passato. Così, sulla base delle proposte di servizi offerti, è facile riconoscere il settore di provenienza delle ESCO esistenti, così come individuarne i limiti commerciali.

È difficile trovare l'offerta di un servizio energetico improntato realmente al conseguimento dell'efficienza. I contratti tra soggetti di questi tipo e il cliente possono contenere delle clausole che incentivano il risparmio, ma queste non sono così chiare come nel caso di un contratto ESCO, remunerato col risparmio. Quando l'intero costo dei servizi offerti viene recuperato nella tariffa il fornitore di servizi non si assume alcun rischio di risultato insoddisfacente e viene pagato in base alla sua consulenza e/o al servizio fornito piuttosto che in base ai risultati ottenuti. Una ESCO, invece, ha caratteristiche di società finanziaria, prima che tecnica. Oltre ad offrire i servizi descritti la ESCO garantisce un determinato livello di risparmio energetico e la sua remunerazione è legata ai risparmi realmente conseguiti. La ESCO organizza anche il finanziamento per la realizzazione del progetto, fornendo una garanzia di risparmio energetico. Infine, la ESCO mantiene un ruolo operativo nel progetto lungo tutta la vita del finanziamento.

La DG Joint Research Centre della Commissione Europea ha condotto un sondaggio tra 106 ESCO Europee relativamente alle loro caratteristiche societarie e ai servizi forniti. Il risultato è riportato in Tabella 69.

<i>Categoria</i>	<i>Numero di società</i>	<i>% del totale</i>
Produttori e installatori di impianti	32	30,48%
Società indipendenti specializzate	65	61,9%
ESCO di Istituti Finanziari	1	0,95%
Utility energetiche o venditori di energia	18	17,14%
Agenzie pubbliche	8	7,62%
JV pubblico-private	9	8,57%
Altro	4	3,81%
<b><i>Servizi Forniti</i></b>		
Garanzia dei risultati	93	88,57%
Finanziamento	98	93,33%
Acquisto combustibile/energia elettrica	73	69,52%
Operation	91	86,67%
Copertura Assicurativa	61	58,10%

**Tabella 69: Caratteristiche societarie e servizi forniti dalle ESCO**

Come si può notare la maggior parte delle ESCO si considerano società indipendenti specializzate e un terzo originano da produttori e installatori di impianti. In Europa le

ESCO più importanti e più attive sono state fondate da grandi compagnie o come società affiliate di grandi compagnie quali produttori di impianti, società di gestione di impianti, società di produzione, gestione e manutenzione di impianti.

Analogamente in Italia il settore dei “servizi” energetici è attivo da 20 anni ed esistono fin dagli anni '80 compagnie specializzate in “servizi calore” per esempio per gli edifici pubblici, con contratti che garantiscono la fornitura del combustibile e la manutenzione delle caldaie. Alcune grandi multinazionali operanti in questo settore dominano il mercato delle “ESCO”. Il FTT è stato talvolta utilizzato, soprattutto nel settore dei servizi, per esempio per progetti di cogenerazione negli ospedali e per progetti di miglioramento dell'efficienza nell'illuminazione. Le banche in Italia sono tuttavia ancora impreparate a fornire finanziamenti per contratti ESCO. Questi settori, insieme al riscaldamento di grandi edifici, cogenerazione e generazione di calore nel settore industriale, rappresentano il target delle ESCO. Nuove “ESCO” stanno nascendo nel settore dell'illuminazione pubblica.

Alcune regioni hanno pubblicato linee guida per contratti di tipo EPC e per il FTT. La nascita del mercato dei TEE ha facilitato lo sviluppo dell'industria ESCO in Italia. Si è verificato un estremo interesse delle società che operano nel settore dei servizi energetici ma si registra fino ad oggi una debole presenza di soggetti operanti nel settore edilizio. La percentuale di progetti relativi ad interventi sull'involucro edilizio è limitata alla sostituzione di vetri semplici con vetri doppi nel settore domestico e terziario, all'isolamento della pareti e delle coperture a fini di riscaldamento, all'applicazione del solare termico per la produzione di acqua calda sanitaria e all'installazione di pannelli fotovoltaici di potenza elettrica inferiore a 20 kW. L'AEEG individua le possibili motivazioni della scarsa presenza degli interventi sull'involucro edilizio nei progetti ricevuti sino ad oggi in possibili barriere informative e nel fatto che l'AEEG non sia un interlocutore abituale dei soggetti potenzialmente interessati.

La ESCO promossa dal settore delle costruzioni potrebbe quindi contribuire in modo sostanziale al superamento di eventuali ostacoli da un lato con un'attività di sensibilizzazione e informazione presso le imprese di costruzione, dall'altro fornendo il supporto nella procedura amministrativa di acquisizione dei TEE.

Un aspetto fondamentale per il successo di una ESCO “edile” è la corretta informazione sui reali vantaggi che un approccio orientato alla riduzione effettiva dei consumi può

portare all'utilizzatore di un immobile, risultato che non è conseguito con le tipologie contrattuali oggi frequentemente proposte. Si ritiene dunque indispensabile riuscire a coinvolgere nel processo di decisione degli investimenti anche il soggetto utilizzatore dell'immobile e non solo il costruttore, perché il primo può beneficiare dei risparmi e può essere interessato ad investire qualcosa in più nella fase di costruzione. In questo senso, in alternativa al coinvolgimento diretto nella fase costruttiva, la comunicazione delle prestazioni energetiche di un edificio è fondamentale per consentire agli utilizzatori di apprezzarne il valore.

Obiettivo primario è diffondere presso le imprese una cultura dell'efficienza energetica indispensabile al fine di adeguare l'offerta costruttiva ai nuovi e più stringenti requisiti normativi, consentendo alle imprese stesse di valorizzare adeguatamente la miglior qualità dei prodotti da esse offerti. In secondo luogo la ESCO deve affiancare le imprese che ne facciano richiesta nella fase operativa per mettere in atto correttamente, sia sul piano tecnico che contrattuale, le azioni per raggiungere l'efficienza energetica.

Volendo spingere ulteriormente le sue aspirazioni, la ESCO può applicare e testare i meccanismi contrattuali ed operativi delle ESCO quale strumento per realizzare una gestione dell'energia che parta dal basso, quel *Demand Side Management* che tutti auspicano ma cui nessuno, ad oggi, è riuscito a dare completa ed esaustiva applicazione.

Un elemento determinante per portare valore aggiunto alle imprese associate è fornire loro tutto quanto esse non possono acquisire autonomamente:

- competenze normative del settore energia (su scala nazionale e locale);
- conoscenze sulle tecnologie energetiche innovative;
- conoscenza delle imprese che offrono servizi concorrenti/complementari;
- accesso al finanziamento degli interventi;
- disponibilità di contratti specifici per interventi ESCO.

La sintesi degli obiettivi e delle motivazioni della ESCO è la ricerca della qualità nell'uso dell'energia. La nuova ESCO potrà dunque:

- contribuire alla riduzione dell'inquinamento e del cambiamento climatico;
- favorire l'aggregazione degli interessi di tutti i soggetti operanti nel settore dei servizi energetici per l'edilizia al fine di massimizzare le sinergie positive per un pieno raggiungimento degli obiettivi di efficienza nell'uso dell'energia;

- partecipare attivamente alla programmazione degli investimenti rivolti alla compressione dei consumi, all'uso razionale dell'energia, all'impiego di risorse energetiche rinnovabili;
- certificare o far certificare i risultati conseguiti tanto in termini di consumi quanto in termini ambientali, provvedendo, ove se ne presenti l'opportunità, ad avviare meccanismi aggregativi di finanza innovativa per l'ambiente;
- divenire il punto di riferimento di tutte le imprese del settore per ogni problematica energetica, dall'aggiornamento normativo su scala nazionale e locale, fino alla completa realizzazione di progetti di efficienza energetica in tutte le fasi di cui questi si compongono, incluso il reperimento di capitali;
- contribuire insieme alle imprese partecipanti agli appalti alla preparazione di bandi di gara qualitativamente superiori, in cui l'aspetto energetico contribuisca a creare un prodotto economicamente sostenibile e competitivo, che sia in grado di vedere premiata la qualità rispetto al prezzo;
- nell'ambito della partecipazione ad appalti per la realizzazione di opere pubbliche, aggregare le imprese più efficienti creando alleanze strategiche per la fornitura di prodotti qualitativamente eccellenti;
- (...).

La ESCO potrà considerare questi punti e obiettivi come elementi di possibile ispirazione della sua azione o come risultato delle possibili interazioni con i soggetti che verranno coinvolti nella compagine societaria.

Anche in funzione di quanto già illustrato i ruoli della ESCO possono essere inquadrati su due piani fondamentali:

- 1) livello politico / istituzionale, con funzioni mirate alla gestione delle relazioni con gli amministratori, i fornitori, i politici, le banche per poter stimolare buone pratiche a livello nazionale e gestire in modo coordinato ed accentrato la contrattazione con i principali interlocutori;
- 2) livello tecnico / consulenziale, per affiancare le imprese sul territorio nelle scelte tecnologiche e impiantistiche e nel rispetto delle normative locali. Questa funzione è necessariamente decentrata per poter fornire un servizio, anche se alcuni tipi di servizio possono essere demandati ad unità "specializzate" (la consulenza sull'ottenimento dei

Certificati Bianchi può essere affidata ad un ufficio periferico, l'aiuto nell'ottenimento della certificazione energetica ad un altro, ...).

I due piani operativi sono concettualmente distinti, ma si integrano in modo naturale per potere fornire un servizio efficace sia sul piano delle relazioni istituzionali nella fase di definizione della normativa, sia sul piano poi della sua attuazione.

La ESCO si propone così come uno strumento credibile per la soluzione dei problemi delle imprese associate ed anche dell'insieme delle imprese del settore edile, capace di proporre soluzioni innovative sul piano del contenimento dei consumi energetici e dei rendere credibili le modalità operative e le soluzioni costruttive adottate.

L'attività di consulenza alle imprese andrebbe pensata in primo luogo a livello di progetto edilizio, a monte quindi della fase costruttiva, al fine di contenere i costi degli interventi mirati all'efficienza energetica. È chiaro, infatti, che i costi per l'adattamento di un progetto in fase esecutiva sono molto elevati, mentre la nascita di un progetto già con caratteristiche adeguate alle soluzioni progettuali migliori può contenere i costi aggiuntivi in modo sostanziale. Sarebbe pensabile, ad esempio, un'attività di supporto alla valutazione energetica dei progetti, per suggerire eventuali soluzioni migliorative già nella fase precedente alla progettazione esecutiva. Questo servizio potrebbe essere proposto anche in relazione al sostegno per la certificazione energetica degli edifici e può consentire alle imprese di conoscere e valutare sui propri progetti, soluzioni nuove per l'efficienza energetica.

Un'attività di sicuro interesse per le imprese e di semplice avvio è l'organizzazione di corsi di formazione sull'efficienza energetica sia per i dirigenti delle imprese che per il personale operativo di cantiere. A tal fine si possono utilizzare le strutture esistenti di ANCE. Da tale attività può nascere ad esempio una serie di pubblicazioni sulle buone pratiche energetiche in ambito edilizio, che sarebbe certamente apprezzata sia dalle imprese che dagli amministratori locali che sono chiamati a definire le norme tecniche. Questa attività ha certamente la capacità di autosostenersi sul piano economico.

I servizi che possono essere potenzialmente offerti, nell'ambito delle due categorie illustrate, sono riassunti nella tabella seguente.

Supporto nella fase di redazione dei progetti costruttivi per la scelta delle soluzioni migliori sul piano dell'efficienza energetica e della redditività degli investimenti
Verifica in opera del corretto funzionamento delle soluzioni impiantistiche e costruttive installate per il contenimento dei consumi
Aggiornamento normativo delle imprese in campo energetico
Contrattazione con i decisori pubblici su scala nazionale e locale per la definizione di regole coerenti con gli obiettivi di risparmio e sostenibili sul piano economico (piani regolatori, piani energetici, standard costruttivi, ...)
Selezione dei fornitori e trattazione per l'acquisizione delle migliori tecnologie per il risparmio energetico nell'edilizia
Supporto nella fase amministrativa per l'ottenimento dei TEE
Pubblicazione di linee guida per il corretto uso delle tecnologie per il risparmio energetico,
Informazione e formazione nel campo dell'efficienza energetica in edilizia, anche utilizzando le strutture esistenti in ANCE
Coordinamento con le associazioni di categoria estere per una politica europea coerente e mirata, che tenga conto degli interessi delle imprese nazionali
Contrattazione con il settore del credito per il finanziamento degli interventi di efficienza energetica
Messa a punto di schemi contrattuali efficaci per il raggiungimento dell'efficienza energetica nella gestione degli immobili
Supporto nella partecipazione ai bandi di gara

Vi sono poi una serie di attività possibili che richiedono un coinvolgimento operativo maggiore, con una maggior presenza di personale e di competenze, vicine a quelle di una vera e propria società di ingegneria:

Supporto alle imprese nella fase realizzativa degli interventi in cantiere
Coinvolgimento diretto nei contratti di gestione energetica
Gestione diretta della progettazione edilizia ed impiantistica
Affiancamento delle imprese nella fase costruttiva
Stipula di contratti di gestione degli impianti di tipo Energy Performance Contract
Attività di certificazione del risparmio conseguito negli interventi di ristrutturazione o acquisibile con le soluzioni adottate in progetti nuovi

Con riferimento all'ultima attività richiamata nella tabella precedente, relativa all'impegno diretto in qualità di soggetto che promuove l'investimento ed è remunerato attraverso il risparmio conseguito, cioè con una logica imprenditoriale ESCO in senso stretto, si sottolinea che rappresenta il punto più spinto delle possibili iniziative, quello di maggior impegno, ma anche di maggior soddisfazione economica. È opportuno sottolineare ancora una volta che tale approccio può essere complesso per le nuove costruzioni, ma non impossibile, a patto che il costruttore possa cedere l'immobile con integrata la gestione degli impianti per un certo numero di anni.

La remunerazione dell'investimento per il conseguimento del risparmio energetico ulteriore rispetto a quello standard (caldaie a maggior efficienza, impianto di cogenerazione con teleriscaldamento, ...) può venire infatti dai minori costi di gestione. Si tratta dunque di definire un riferimento di costo che l'utilizzatore dell'immobile avrebbe con la tecnologia tradizionale e proporre un contratto con uno sconto che dia soddisfazione al cliente e consenta di remunerare l'extra costo con una soddisfazione economica per il costruttore. Il passaggio di proprietà degli impianti sarebbe perciò posticipato rispetto a quello dell'immobile.

Tra le opzioni possibili per rendere operativa la ESCO vi è anche quella di acquisire o affiancare una ESCO esistente, al fine di acquisire rapidamente competenze e personale qualificato, qualora si presentasse l'opportunità di una collaborazione con partner di fiducia.



---

## CONCLUSIONI

Gli impegni assunti dall'Italia nell'ambito della politica energetica europea al 2020 comportano la necessità di avviare con tempestività un programma di investimenti di grande portata nel campo delle fonti rinnovabili e in quello delle tecnologie per il miglioramento dell'efficienza energetica e la conseguente riduzione dei consumi.

La promozione delle fonti rinnovabili coinvolge aspetti di mercato, di sicurezza degli approvvigionamenti energetici, di politica industriale, di sviluppo tecnologico e di salvaguardia dell'ambiente, non sempre facilmente conciliabili. Un sistema energetico più diversificato, meno dipendente dalle importazioni, con minor impatto sull'ambiente e un maggior numero di operatori ha infatti certamente valore da molti punti di vista e lo sforzo da dedicare per renderlo concreto si ripaga nel tempo, a patto di accettare un'ottica di lungo periodo. La dimensione locale di questa nuova stagione del settore energetico è cruciale, soprattutto in Italia dopo la riforma in senso federalista della Costituzione.

In questo contesto, diventa sempre più urgente tradurre in azioni concrete su scala locale gli atti normativi che sono stati emanati, sia a livello comunitario che nazionale, per promuovere più attivamente l'efficienza energetica e l'utilizzo delle FER.

L'Italia non ha ancora disegnato un percorso definito di indirizzo in relazione ai diversi obiettivi assunti. Dovranno essere valorizzate adeguatamente le competenze e le risorse nazionali, dando priorità alle misure di eliminazione delle inefficienze regolatorie ed amministrative rispetto alla copertura di qualsiasi costo si configuri in sede di realizzazione degli investimenti.

Si tratta di una importante sfida per l'intero sistema economico, che deve portare ripercussioni forti sul sistema industriale nazionale, in senso positivo o negativo a seconda di quanto si riuscirà a disegnare un percorso coerente di indirizzo dei futuri investimenti nel settore energetico.

Il sistema di incentivazione in vigore in Italia per gli investimenti nelle FER presenta alcuni elementi di inefficienza che possono rappresentare un onere importante per i consumatori elettrici italiani e potrebbe essere migliorato con interventi realmente mirati allo sviluppo del contributo delle fonti rinnovabili.

Tuttavia, i limiti maggiori alla crescita di tali fonti è oggi nella complessità del quadro amministrativo di regolamentazione, che non è in grado di offrire le condizioni necessarie

per una progettazione seria e per un dialogo costruttivo con il territorio. L'occasione di recepire gli obiettivi assegnati dall'Europa nel gennaio 2008 nel campo delle fonti rinnovabili e delle emissioni di gas serra rappresenta un'occasione importante per la definizione delle politiche energetiche ed ambientali dei prossimi anni anche al fine di non perdere l'opportunità di utilizzare gli investimenti necessari per realizzare un piano industriale di grande valore per il Paese.

I capitali per rimpiazzare i costi di combustibile con investimenti nei settori delle nuove fonti energetiche rinnovabili e nell'efficienza energetica vi sono e il mondo della finanza, a prescindere dalle difficoltà contingenti, sembra interessato a finanziare questa riconversione, ma è importante creare le condizioni perché i fattori di rischio siano minimizzati e si possa conquistare la fiducia degli investitori senza oneri ingiustificati

Le fonti rinnovabili di energia possono aiutare il nostro Paese a ritrovare vigore economico nella tempesta che ha colpito l'economia. Lo testimoniano alcune imprese italiane che hanno diversificato la loro attività verso il settore delle fonti rinnovabili con risultati economici di rilievo. Ritardare ancora l'avvio degli investimenti su larga scala può allargare la distanza che ci divide dall'Europa al punto da renderla incolmabile, sul piano industriale e ambientale. Ma la soluzione passa necessariamente per la definizione di regole chiare e stabili, lasciando che il mercato selezioni gli investitori che hanno più fiato per correre.

In sintesi solo un quadro regolatorio stabile nel tempo ed equilibrato nel bilanciare interessi locali e nazionali può sostenere la crescita auspicata del settore delle fonti rinnovabili, capace di rendere concreti i benefici degli investimenti.

Alla luce dei fattori elencati sopra, e nell'ottica di promozione dello sviluppo sostenibile a livello locale, il presente lavoro offre un contributo alla valutazione di alcuni aspetti relativi agli investimenti nelle fonti rinnovabili di energia e nelle tecnologie per il miglioramento dell'efficienza energetica. In particolare, si sono valutate nel dettaglio le modalità di analisi degli investimenti in impianti per la generazione elettrica da FER e si è dato un quadro informativo di base sul costo di alcuni investimenti per il miglioramento dell'efficienza energetica; vengono analizzate le politiche di incentivazione di tali investimenti e ne viene valutata la fattibilità con la messa a punto di un modello originale di analisi tecnico-economico-finanziario-fiscale. Sono stati studiati i costi degli investimenti in impianti di generazione elettrica da FER in Italia, con una valutazione anche dei costi delle "inefficienze" del sistema. Si è contribuito alla diffusione

dell'informazione in materia, con la formulazione di schede tecniche, a dimostrazione dell'opportunità e della possibilità di fornire le informazioni corrette per promuovere gli investimenti nel settore. Nel campo dell'efficienza energetica, infine, si è approfondita la metodologia di calcolo del Costo dell'Energia Conservata (CEC) grazie agli interventi per il miglioramento dell'efficienza energetica nel settore dell'edilizia, con alcuni esempi concreti di CEC per alcuni interventi nel settore e si illustra il caso della creazione di una ESCO edile quale strumento per gli investimenti in efficienza energetica.



---

## BIBLIOGRAFIA

- [1] AEEG (2001), “*Proposte per l’attuazione dei decreti ministeriali del 24 aprile 2001 per la promozione dell’efficienza energetica negli usi finali*”, 4 aprile 2002, Scheda n. 5.
- [2] AEEG (2001), “*Proposte per l’attuazione dei decreti ministeriali del 24 aprile 2001 per la promozione dell’efficienza energetica negli usi finali*”, 4 aprile 2002, Scheda n. 6.
- [3] AEEG (2001), “*Proposte di schede tecniche per la quantificazione dei risparmi di energia primaria relativi agli interventi di cui all’articolo 5, comma 1, dei decreti ministeriali 24 aprile 2001*”, 16 gennaio 2003, scheda n. 14.
- [4] AEEG (2002), “*Proposte per l’attuazione dei decreti ministeriali del 24 aprile 2001 per la promozione dell’efficienza energetica negli usi finali*”, 4 aprile 2002, Scheda n. 1.
- [5] AEEG (2002), “*Proposte per l’attuazione dei decreti ministeriali del 24 aprile 2001 per la promozione dell’efficienza energetica negli usi finali*”, 4 aprile 2002, scheda n. 8.
- [6] AEEG (2002), “*Proposte di schede tecniche per la quantificazione dei risparmi di energia primaria relativi agli interventi di cui all’articolo 5, comma 1, dei decreti ministeriali 24 aprile 2001*”, 16 gennaio 2003, Scheda n. 16.
- [7] AEEG (2004), “*Proposte di schede tecniche per la quantificazione dei risparmi di energia primaria relativi agli interventi di cui all’articolo 5, comma 1, dei decreti ministeriali 20 luglio 2004*”, 27 ottobre 2004, Scheda n. 7.
- [8] AEEG (2004), “*Proposte di schede tecniche per la quantificazione dei risparmi di energia primaria relativi agli interventi di cui all’articolo 5, comma 1, dei decreti ministeriali 20 luglio 2004*”, 27 ottobre 2004, Scheda n. 8.
- [9] AEEG (2004), “*Proposte di schede tecniche per la quantificazione dei risparmi di energia primaria relativi agli interventi di cui all’articolo 5, comma 1, dei decreti ministeriali 20 luglio 2004*”, 27 ottobre 2004, Scheda n. 10.
- [10] AEEG (2006), *Monitoraggio dello sviluppo degli impianti di generazione distribuita e di microgenerazione. Effetti della generazione distribuita sul sistema elettrico*. Autorità per l’energia Elettrica e il Gas, 20 luglio 2006, scaricabile dal sito [www.autorita.energia.it](http://www.autorita.energia.it).
- [11] AEEG (2008), *Terzo rapporto annuale sul meccanismo dei titoli di efficienza energetica. Situazione al 31 maggio 2008*. Scaricabile dal sito [www.autorita.energia.it](http://www.autorita.energia.it)
- [12] Ambiente Italia, (2003), *Progetto per la valutazione delle prestazioni e della fattibilità economica degli impianti combinati, installati in Italia tra il 2001 e il 2003*.
- [13] APAT (2003), Rapporto 30/2003 (Agenzia per la protezione dell’ambiente e per i servizi tecnici) “*Le biomasse legnose: Un’indagine sulle potenzialità del settore forestale italiano nell’offerta di fonti di energia*”.
- [14] Assoelettrica (2007),. *Le Fonti Rinnovabili: indicazioni e proposte per un loro più incisivo sviluppo*
- [15] Assotermica, (1998), Associazione di produttori di apparecchi e componenti per impianti termici, *Linee guida per il rinnovo degli impianti esistenti, la realizzazione di nuovi impianti e la scelta dei componenti*, 1998.

- [16] Bano, L. (2005), *La Direttiva 2001/77/CE: un'opportunità mancata per l'Italia*. *Acqua e Aria*, nr. 8, 2005, 22-25
- [17] Bano, L., Lorenzoni, A., (2008), *Il costo dell'elettricità prodotta da fonti rinnovabili in Italia: una stima dei costi delle "inefficienze" del sistema*, *Economia delle Fonti di Energia e dell'Ambiente*, FrancoAngeli, n. 1/2008
- [18] Bano, L., Lorenzoni, A. (2008), *Sostenere con efficienza le rinnovabili*, rivista AEIT n. 6, giugno 2008, pp. 12 -19.
- [19] Bano, L., Lorenzoni, A., (2007), *Renewable energy Costs in Italy: a focus on system inefficiencies costs and their effect on investments in the sector*, 9th IAEE European Energy Conference "Energy Market Sustainability in a Larger Europe".
- [20] Bano, L., (2007), Lorenzoni, A., *I costi di generazione dell'energia elettrica da fonti rinnovabili*, studio commissionato da APER (Associazione Produttori di Energia da Fonti Rinnovabili).
- [21] Bergek, A. (2002). *Shaping and Exploiting Technological Opportunities: The Case of Renewable Energy Technology in Sweden*. Department of Industrial Dynamics. Gothenburg, Chalmers Institute of Technology: 80.
- [22] Butler, L. and Neuhoff, K. (2004, updated 2006). *Comparison of Feed in Tariff, Quota and Auction Mechanisms to Support Wind Power Development*. Cambridge Working Papers in Economics CWPE 503
- [23] CCIAA Padova (2007), *L'Agricoltura in provincia di Padova 1994-2004: Rapporto n.277*. Camera Commercio Industria Artigianato Agricoltura Padova.
- [24] CE (2005) (a), *Communication from the Commission, The support of electricity from renewable energy sources*, Brussels, 7.12.2005, COM(2005) 627 final, {SEC(2005) 1571}
- [25] CE (2005) (b), Comunicazione della Commissione, *Il sostegno a favore dell'elettricità prodotta da fonti energetiche rinnovabili*, {SEC(2005) 1571}, COM(2005) 627 definitivo, Bruxelles, 7.12.2005.
- [26] CE (2006) (a), *European energy and transport, Scenarios on energy efficiency and renewables* ISBN 92-79-02652-6
- [27] CE (2006) (b), *Action Plan for Energy Efficiency: Realising the Potential*, Communication from COM(2006)545 final communication from the Commission
- [28] CE (2007) (a), Communication from the Commission to the Council and the European Parliament, *Renewable Energy Road Map, Renewable energies in the 21st century: building a more sustainable future*, SEC(2006) 1719, SEC(2006) 1720, SEC(2007) 12, Brussels, 10 January 2007, COM (2006) 848 final.
- [29] CE (2007) (b), Communication from the Commission and the Council and the European Parliament, *Green Paper Follow-up Action Report on progress in renewable electricity*, SEC(2007)12, Brussels, 10 January 2007, COM (2006) 849 final.
- [30] CE (2007) (c), Communication from the Commission to the Council, the European Parliament, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions (2007) *A European Strategy Technology Plan (SET – Plan) 'Towards a low carbon future*, (2007)
- [31] CE (2007) (d), Directorate-General for Energy and Transport, *European Energy and Transport, Trends 2030 – Update 2007*
- [32] CE (2008) (a), Communication from the Commission to the Council and the European Parliament on a *First assessment of national energy efficiency action plans*

- as required by directive 2006/32/ec on energy end-use efficiency and energy services moving forward together on energy efficiency*
- [33] CE (2008) (b), “Italy, Renewable Energy Fact Sheet, 23 January 2008, [http://ec.europa.eu/energy/climate\\_actions/doc/factsheets/2008\\_res\\_sheet\\_italy\\_en.pdf](http://ec.europa.eu/energy/climate_actions/doc/factsheets/2008_res_sheet_italy_en.pdf)
- [34] CE (2008) (c), *Proposal for a Directive of the European Parliament and of the Council on the promotion of the use of energy from renewable sources*, version 15.4
- [35] CE, 2008 (d), *Nota informativa sul pacchetto di proposte in materia di energie rinnovabili e cambiamenti climatici*, MEMO/08/33, Bruxelles, 23 gennaio 2008.
- [36] CE, 2008 (e), Commission Staff Working Document, *The support of electricity from renewable energy sources. Accompanying document to the Proposal for a Directive of the European Parliament and of the Council on the promotion of the use of energy from renewable sources* {COM(2008) 19}, Brussels, SEC (2008), 57, [http://ec.europa.eu/energy/climate\\_actions/doc/2008\\_res\\_working\\_document\\_en.pdf](http://ec.europa.eu/energy/climate_actions/doc/2008_res_working_document_en.pdf).
- [37] CE (2008) (f), *Commission staff working document impact assessment Document accompanying the Package of Implementation measures for the EU's objectives on climate change and renewable energy for 2020* (SEC(2008)85/3. {com(2008) 16} {com(2008) 17} {com(2008) 19}
- [38] CE (2008) (g), Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions, Second Strategic Energy Review: an EU Energy Security and Solidarity Action Plan {sec(2008) 2794}, {sec(2008) 2795}
- [39] CESI Ricerca (2007), *Valutazione dell’efficacia e dei costi di politiche di incentivo allo sviluppo delle fonti rinnovabili per la produzione elettrica*, Ottobre.
- [40] CESI (2004), *Caratteristiche di costo e di esercizio degli impianti di generazione alimentati a fonti fossili, rinnovabili, assimilate, di cogenerazione e di generazione distribuita*, Ricerca di Sistema.
- [41] CESI (2004), *Valutazione dello stato dell’arte e dell’evoluzione della tecnologia eolica in campo internazionale - Analisi e valutazione della situazione esistente*, Ricerca di Sistema.
- [42] CESI (2004), *Status e prospettive di utilizzo delle biomasse per la produzione di energia elettrica in Italia.*, Ricerca di Sistema.
- [43] CNR (2008), *Studio propedeutico per la redazione del Piano Energetico Regionale della Regione Veneto (2008)*
- [44] Clò, A., (2006), *Il gas e il sistema energetico italiano*, Centro Studi Americani - Roma, 18 October 2006
- [45] Clò, A., (2007), “20-20-20: il teorema della politica energetica europea”, *Energia*, 4 (2007)
- [46] Confindustria (2001), *Estratto Accordo Volontario CEMEP, ASDE, ANIE, Confindustria*; Maggio 2001
- [47] Connor, P. M. (2003), *National Innovation, Industrial Policy and Renewable Energy Technology*. Government Intervention in Energy Markets, Oxford, UK, British Institute of Energy Economics.
- [48] Consiglio dell’Unione Europea, Consiglio Europeo di Bruxelles 15 e 16 Ottobre 2008, Conclusioni della Presidenza (1468/08).
- [49] Council of the European Union (2007), Brussels European Council 8/9 March 2007, *Presidency Conclusions*, <http://register.consilium.europa.eu/pdf/en/07/st07/st07224-re01.en07.pdf>

- [50] Council of the European Union (2007), General Secretariat of the Council (2007) *Energy Technology – Vision Paper for EU Strategic Energy Technology Plan*, (2007)
- [51] CremonaFiere (2006), *Nuova Energia Dall'Agricoltura:Valutazioni economiche e soluzioni tecnico-operative*, Cremona Marzo 2006. Realizzato da CremonaFiere S.p.A. e il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio.
- [52] CREST (2000), *The Environmental Imperative for Renewable Energy: An Update*, in [www.crest.org](http://www.crest.org)
- [53] CTI, (2003), CTI-R 03/3, Prestazioni energetiche negli edifici. Climatizzazione invernale e preparazione acqua calda per usi igienico-sanitari. Milano, novembre 2003.
- [54] Curcio, E. (2007), *Il mercato del gas naturale al 2020: una analisi dell'Associazione Italiana Economisti dell'Energia*, [www.ambientediritto.it](http://www.ambientediritto.it),
- [55] Del Rio, P., Gual, M.A. (2007), *An integrated assessment of the feed in tariff system in Spain*, in *Energy Policy* 35 (2007), 994-1012.
- [56] Del Rio, P., (2005), *A European-wide harmonised tradable green certificate scheme for renewable electricity: is it really so beneficial?*, in *Energy Policy* 33 (2005), 1239-1250.
- [57] De Paoli L., Lorenzoni A. (editors) (1999), *Economia e politica delle fonti rinnovabili e della cogenerazione*, FrancoAngeli 420.35, ISBN 88-464-1532-9.
- [58] Dinica, V., (2005), United Kingdom. In: Reiche, D. (Ed.), *Handbook of Renewable Energies in the European Union: Case Studies of the EU- 15*. Peter Lang Verlag, Frankfurt.
- [59] De Noord M., L.W.M. Beurskens, H.J. de Vries ECN (2004), *Potentials and Costs for Renewable Electricity Generation*, February, ECN-C--03-006, available at [www.ecn.nl](http://www.ecn.nl).
- [60] Direttiva 2001/77/CE del Parlamento Europeo e del Consiglio del 27 settembre 2001 sulla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità.
- [61] DOE (2007), *Annual report on US Wind Power Installation, Cost, and Performance Trend 2006, Energy Efficiency and Renewable Energy, May*.
- [62] D'Orazio, A., (2008), *Il pacchetto clima-energia dell'Europa: quando il valore non è nei numeri*, scaricabile da [http://www.nelmerito.com/index2.php?option=com\\_content&do\\_pdf=1&id=460](http://www.nelmerito.com/index2.php?option=com_content&do_pdf=1&id=460)
- [63] DTI (2002), *Technical and economic assessment of energy conversion technologies for MSW, Report No. B/WM/00553/REP by W R Livingston, Mitsui Babcock, DTI PUB URN NO: 02/1347*.
- [64] DTI (2006), *Renewable Electricity generation, Supporting documentation for the Renewables Advisory Board submission to the 2006 UK Energy Review*.
- [65] ECN (2004), *Potentials and Costs for Renewable Electricity Generation*, M. de Noord, L.W.M. Beurskens, H.J. de Vries, February, ECN-C--03-006, available at [www.ecn.nl](http://www.ecn.nl).
- [66] Edison (2006), *Più energia più progresso*, Italian Energy Summit 2006, intervento di Roberto Porti, Direttore Sviluppo, 27 Settembre 2006.
- [67] EIA (2005), *Projections of renewable Energy Costs*, presentation from Chris Namovicz at the Forum of the Economic Impact Analysis of NJ's proposed RPS, February.

- [68] EIA (2006), *Assumptions to the Annual Energy Outlook 2006, with projections to 2030, March 2006*
- [69] EIA (2007), *International Energy Outlook 2007*, <http://www.eia.doe.gov/oiaf/ieo/index.html>, May (2007)
- [70] ENEA (2005), *Le fonti rinnovabili 2005, Lo sviluppo delle rinnovabili in Italia tra necessità e opportunità*, [www.enea.it](http://www.enea.it).
- [71] ENEA (2007), *Rapporto Energia e Ambiente 2007*.
- [72] EREC (2004), *Renewable Energy in Europe*.
- [73] EREC (2007), *Greenpeace, Futu(r)e Investment, A sustainable Investment Plan for the power sector to save the climate*, July, [www.energyblueprint.info](http://www.energyblueprint.info)
- [74] ESHA (2000), *BlueAge, Strategic study for the development of Small Hydro Power in the European Union*. European Small Hydropower Association ESHA, 2000.
- [75] EUBIONET, (2003), *European Bionenergy Network*, [www.icabioenergy.com/links.aspx](http://www.icabioenergy.com/links.aspx)
- [76] Eurogas (2007), *Natural gas demand and supply*, <http://www.eurogas.org/>, (2007),
- [77] Eurostat (2007) *Panorama of Energy – Energy statistics to support EU Policies and solutions*, Eurostat statistical books, (2007 edition)
- [78] EWEA (2004), *Wind Energy – The Facts*, [www.ewea.org](http://www.ewea.org) .
- [79] EWEA (2007), *Making 180 GW a reality by 2020. EWEA Position on the future of EU legislation for renewable energy and its impact on the wind industry*
- [80] EWEA/GP (2003), *Wind Force 12: A Blueprint to Achieve 12% of the World's Electricity From Wind Power by 2020*, Brussels: European Wind Energy Association/Greenpeace.
- [81] Fauri, M. (2005), *Modi e soluzioni per risparmiare energia e denaro*, Prof. Ing. Maurizio Fauri, Bologna 9 giugno 2005
- [82] FAVORES (2005), *Favouring the Convergence of the Renewable Energy Support after the Directive 01/77/EC*, completed in April 2005, EC project, tender no Favores-BIOCOMM 4.1030/C/02-082, report produced by an international consortium led by IEFE, Italy
- [83] FORRES 2020 (2005), *Analysis of the EU Renewable energy sources evolution up to 2020 (FORRES 2020)*, April 2005, EC project, tender no TREN/D2/10-2002, report produced by an international consortium led by Fraunhofer-ISI.
- [84] Franci, T. (2008), *Politiche regionali e fonti rinnovabili nel settore elettrico*, Quaderni di ricerca Ref., n. 46, Marzo 2008
- [85] Galeotti, M. (2008), *I Don Chisciotte dei Numeri: i Presupposti*, scaricabile da [http://www.lavoce.info/articoli/-energia\\_ambiente/pagina1000699.html](http://www.lavoce.info/articoli/-energia_ambiente/pagina1000699.html)
- [86] Galeotti, M. (2008), *I Don Chisciotte dei Numeri: la Disputa in Atto*, scaricabile da [http://www.lavoce.info/articoli/-energia\\_ambiente/pagina1000701.html](http://www.lavoce.info/articoli/-energia_ambiente/pagina1000701.html)
- [87] Galeotti, M. (2008), *Non é solo un costo il pacchetto clima*, scaricabile da [http://www.lavoce.info/articoli/-energia\\_ambiente/pagina1000807.html](http://www.lavoce.info/articoli/-energia_ambiente/pagina1000807.html)
- [88] Gan, L., Eskeland G. S., Kolshus, H. H., (2005), *Green electricity market development: Lessons from Europe and the US*, in *Energy Policy*, 35 (2007) 144–155
- [89] Giljum, S., Bahrens, A., Hinterberger, F., C. Lutz, B. Meyer (2007) *Modelling scenario towards a sustainable use of natural resources in Europe*, Environmental Science & Policy, (2007)
- [90] GreenX (2004), *Deriving optimal promotion strategies for increasing the share of RES-e in a dynamic European Electricity market*, Action Plan and Final Report 2004.

- [91] GSEL (2007), *Incentivazione delle fonti rinnovabili con il sistema dei Certificati Verdi. Bollettino aggiornato al 30/06/2007*, Rome, November 2007, scaricabile da [www.gsel.it](http://www.gsel.it).
- [92] GSEL (2005), *Statistiche Fonti Rinnovabili in Italia*, Anno 2005, scaricabile da [www.gsel.it](http://www.gsel.it).
- [93] GSEL (2007), *Statistiche Fonti Rinnovabili in Italia*, Anno 2005, scaricabile da [www.gse.it](http://www.gse.it).
- [94] Haas R., W. Eichhammer, C. Huber, O. Langniss, A. Lorenzoni, R. Madlener, P. Menanteau, P. -E. Morthorst, A. Martins, A. Oniszk, J. Schleich, A. Smith, Z. Vass, A. Verbruggen, (2004), *How to promote renewable energy systems successfully and effectively*, Energy Policy, Volume 32, Issue 6, Pages 833-839, April.
- [95] IEA (2005), *Renewable Information 2005*, (NET Ltd., Switzerland).
- [96] IEA (2005), *Projected costs of generating electricity, 2005 Update*.
- [97] IEA (2005), *Renewables 2005, Global Status Report, REN 21, Renewable Energy Network in the 21st Century*.
- [98] IEA (2006), *Renewables in Global Energy Supply, an IEA Fact Sheet, September 2006*.
- [99] IEFÉ (2006), *Piano di valutazione dei costi delle azioni di efficienza energetica nella Provincia di Milano*, Rapporto Finale, Dicembre 2006.
- [100] Itabia, (2003), Ministero per le Politiche Agricole e Forestali, Istituto Sperimentale per la Nutrizione delle Piante, *Rapporto sullo stato della bioenergia in Italia 2002*,
- [101] Jacobsson, S. and A. Johnson (2000), *The Diffusion of Renewable Energy Technology: an Analytical Framework and Key Issues for Research*, Energy Policy **28**(9): 625-640.
- [102] Jacobsson, S. and A. Bergek (2002), *Transforming the Energy Sector: The Evolution of Technological Systems in Renewable Energy Technology*. Conference on the Human Dimensions of Global Environmental Change, Berlin.
- [103] Jäger-Waldau, A., (2005) *Photovoltaics and renewable energies in Europe*, Renewable and sustainable Energy Reviews, 11 (2007) 1414-1437
- [104] Johnson, A. and S. Jacobsson (2003), *The Emergence of a Growth Industry: A Comparative Analysis of the German, Dutch and Swedish Wind Turbine Industries. Change, Transformation and Development*. J. S. Metcalfe and U. Cantner, Springer Verlag.
- [105] Johnston, A., Kavali, A., Neuhoff, K., (2007), *Take or Pay contracts for renewable deployment*, 9th IAEE European Energy Conference “Energy Market Sustainability in a Larger Europe”.
- [106] Kjærstad, J, F. Johnsson (2006) *Prospects of the European gas market*, Energy Policy, 35 (2007) 869-888.
- [107] Kjærstad, J, F. Johnsson (2007) *The European power plant infrastructure Presentation of the Chalmers energy infrastructure database with applications*, Energy Policy, 35 (2007) 3643-3664
- [108] Klein, A. (2006), *Comparative Costs of Energy Coal, CCGT, Wind*, Emerging Energy Research report for VESTAS.
- [109] Komor, P. (2004), *Renewable Energy Policy*. iUniverse, Inc., New York.
- [110] Kooijman, H.J.T. (2002): *Cost parameters and resource assessment of wind energy in Europe, Remarks and recommendations within the framework of the ECN project BETER*, ECN-Wind-Memo-02-034, December 2002.

- [111] La Fabbrica del Sole (2005), *PREFER, Risparmio Energetico per l'edilizia*, a cura di "La Fabbrica del Sole", 2005
- [112] Lako, P., et al. (2003): *Hydropower development with a focus on Asia and Western Europe*. ECN-C--03-027, July 2003.
- [113] Langniss, O. (Ed.), (1999), *Financing Renewable Energy Systems*. DLR, Stuttgart.
- [114] Lauber, V., (2004) *REFIT and RPS: options for a harmonised Community framework*, in *Energy Policy* 32 (2004), 1405-1414
- [115] Legambiente (2004), *Rapporto sulle energie rinnovabili*
- [116] Lipp, J., (2007) *Lessons for effective renewable electricity policy from Denmark, Germany and the United Kingdom*, in *Energy Policy*, Article in Press received 15 January 2007, accepted 9 May 2007.
- [117] Lorenzoni, A., Epschtein, O., (2005), *Il costo di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili in Italia*, report for Pirelli Ambiente.
- [118] Lorenzoni, A. (2006), *Promoting renewable energy and energy efficiency in liberalised markets*, Newsletter 02, Venice International University Environmental Training Community, Sino-Italian Cooperation Program, April.
- [119] Lorenzoni, A., *Come ti centro l'obiettivo, una politica per centrare gli obiettivi di crescita delle fonti rinnovabili al 2020*, *QualEnergia* 5/2007, pp. 22 – 25.
- [120] Lorenzoni, A., (2008), *La produzione elettrica con fonti rinnovabili per la sostenibilità e la competitività dell'economia italiana*, Relazione sulla base della presentazione al XXXI Convegno di Economia e Politica Industriale, Università di Foggia, 22 settembre 2007.
- [121] Lorenzoni, A., *I costi per le rinnovabili al 2020*, Rapporto per ENEL Rinnova in *QualEnergia* anno VI n. 1/2008, pagg. 62-67.
- [122] Lorenzoni, A., *L'Energia in Veneto: situazione attuale e possibili scenari*, in *Ambiente, Risorse, Salute*, Luglio/Settembre 2008, Anno XXVII - Vol. III, pagg. 44-51.
- [123] Lorenzoni, A., (2008), *Come dare energia alle fonti rinnovabili*, scaricabile da [http://www.lavoce.info/articoli/-energia\\_ambiente/pagina1000733.html](http://www.lavoce.info/articoli/-energia_ambiente/pagina1000733.html)
- [124] Menanteau, P., et al., (2003), *Price versus quantity: choosing policies for the promoting the development of renewable energy*. *Energy Policy* 31 (9), 799–812.
- [125] Ministero Attività Produttive (2005), *Scenario tendenziale sui consumi e del fabbisogno al 2020*, Direzione generale Energia e Risorse Minerarie, (2005)
- [126] Ministero dello Sviluppo Economico, Direzione Generale per l'Energia e le Risorse Minerarie (2007) *Fonti energetiche rinnovabili: prime stime del potenziale accessibile per la produzione di energia in Italia al 2020*, Ministero dello Sviluppo Economico, (2007)
- [127] Mitchell, C., Bauknecht, D., Connor, P.M., (2006), *Effectiveness through risk reduction: a comparison of the renewable obligation in England and Wales and the feed-in system in Germany*, in *Energy Policy* 34 (2006) 297-305.
- [128] MSE, (2006), Direzione generale dell'energia e delle risorse minerarie, *Bilancio Energetico Nazionale 2005, Definitivo del 22 Dicembre 2006*
- [129] MSE, (2007), *Fonti energetiche rinnovabili: prime stime del potenziale accessibile per la produzione di energia in Italia al 2020*, settembre.
- [130] MSE, (2007), *Piano di azione nazionale sull'efficienza energetica*, press release, scaricabile da [http://www.sviluppoeconomico.gov.it/pdf\\_upload/comunicati/phpPyTt6n.pdf](http://www.sviluppoeconomico.gov.it/pdf_upload/comunicati/phpPyTt6n.pdf)

- [131] Neuhoff, K., Ragwitz, M., (2007), *Compliance with EU Renewable target Proposal for letter to EU Commission*, Cambridge 19 December 2007.
- [132] NREL (2006), National Renewable Energy Laboratory, Energy Analysis Office, *Renewable Energy Costs Trends*, ([www.nrel.gov/analysis/docs/cost\\_curves\\_2005.ppt](http://www.nrel.gov/analysis/docs/cost_curves_2005.ppt))
- [133] IEA/OECD (2003), *Renewables for Power Generation, Status and Prospect*, 2003 edition. Available at [www.oecd.org](http://www.oecd.org)
- [134] OECD/IEA (2004), *Renewables Information*.
- [135] Oppermann, K., (2001), *Handelbare Umweltzertifikate als Instrumente der Klima- und Energiepolitik*, Teil 2. KfW-Beitraege, Nr. 21, April. [http://www.kfw.de/DE/Research/PDF/KfW\\_Materialien.pdf](http://www.kfw.de/DE/Research/PDF/KfW_Materialien.pdf).
- [136] OPTRES (2006), *Recommendations for implementing effective and efficient renewable electricity projects*
- [137] OPTRES report (D8 report) (2006), *Analysis of barriers for the development of electricity generation from renewable energy sources in the EU 25*, Rogier Coenraads, Monique Voogt, Attila Morotz, Ecofys, May 2006.
- [138] PIU (2007), Performance and Innovation Unit, *Technical and economic potential of renewable energy generating technologies: Potentials and cost reductions to 2020*, available at <http://www.cabinetoffice.gov.uk/~media/assets/www.cabinetoffice.gov.uk/strategy/piuh%20pdf.ashx>
- [139] Porter, M. E. (1990), *The Competitive Advantage of Nations*. London, The Macmillan Press.
- [140] Presidenza del Consiglio dei Ministri (2007), *Energia: temi e sfide per l'Europa e per l'Italia*. Position Paper del Governo italiano, 10 settembre 2007.
- [141] Presidenza del Consiglio dei Ministri (2008), *Stima dell'impatto economico per l'Italia delle proposte di Direttiva della Commissione Europea su clima ed energia*, scaricabile da [http://www.affaritaliani.it/static/upl/doc/documento\\_risevato\\_governo.pdf](http://www.affaritaliani.it/static/upl/doc/documento_risevato_governo.pdf)
- [142] Provincia di Bolzano, Ufficio Aria e Rumore, KlimaHaus CasaClima. Calcolo degli indici termici. Guida al calcolo degli indici, in [www.provinz.bz.it/umweltagentur/2902/Klimahaus](http://www.provinz.bz.it/umweltagentur/2902/Klimahaus)
- [143] Ragwitz, M, Huber, C., (2005), *Feed-in systems in Germany and Spain and a comparison*, Fraunhofer Institute for Systems and Innovation research, 2005.
- [144] REN 21, Renewable Energy Policy Network for the 21st Century, *Renewables Global Status Report, 2006 Update*
- [145] Sawin, J., (2004) *Mainstreaming Renewable Energy in the 21st Century*. World Watch Institute, Washington, DC.
- [146] Schibuola, L., "La pompa di calore elettrica reversibile nelle sue applicazioni", società editrice Esculapio, 1999, pp. 99-109.
- [147] SEFI (Sustainable Energy Finance Initiative), (2007), UNEP (United Nations Environment Programme) Division of Technology, Industry and Economics (DTIE), REN 21 (Renewable Energy network for the 21st Century), *Global Trends in Sustainable Energy Investment 2007, Analysis of Trends and Issues in the Financing of Renewable Energy and Energy Efficiency in OECD and Developing Countries, 2007*.
- [148] Terna (2007), *Statistiche sulla produzione elettrica nazionale*.

- 
- [149] Tol, R.S. J. (2006) *Europe's long-term climate target: a critical evaluation*, Energy Policy, 35 (2007) 424-432
- [150] Uyterlinde, M., Junginger, M., Hage J. de Vries, Andrè P. C. Faaij, Wim C. Turkenburg (2007) *Implications of technological learning on the prospects for renewable energy technologies in Europe*, Energy Policy, 35 (2007) 4072-4087
- [151] VESTAS (2006), Vestas and Emerging Energy Research, *Comparative Costs of Energy, Coal, CCGT, Wind*, Alex Klein, 6 October 2006
- [152] Voogt, M., et al. (2001), *Renewable energy burden sharing REBUS*, Report for the European Commission, DG Research, ECN-C--01-030, May 2001.
- [153] Weisserl, H., (2005) *The security of gas supply – a critical issue for Europe?*, Energy Policy, 35 (2007) 1-5
- [154] Wienke, U., (2005), “Edificio Passivo”, Alinea Editrice, 2005, pp.84.
- [155] Wienke, U., (2005) “Aria Luce Calore. Il confort ambientale negli edifici”, DEI, tipografia del genio civile, 2005, pp. 96.
- [156] WORLD BANK (2005): *Technical and Economic assessment (off grid, mini grid electrification technologies, Summary Report)*, Energy Unit, Energy and Water Department.
- [157] Zabot, S., (2005) “Valutazione di standard per gli edifici ad alta qualita' energetica, Costi e benefici”, Neo Eubios 12, 2005.
- [158] Zorzoli G.B. (2007), *Le fonti rinnovabili al 2020*, QualEnergia, Ottobre 2007.



---

## SITI WEB CONSULTATI

[a]	<a href="http://www.provincia.bologna.it">http://www.provincia.bologna.it</a>
[b]	<a href="http://borsa.granariamilano.org">http://borsa.granariamilano.org</a>
[c]	<a href="http://europa.eu/">http://europa.eu/</a>
[d]	<a href="http://iga.igg.cnr.it">http://iga.igg.cnr.it</a>
[e]	<a href="http://web.ct.infn.it">http://web.ct.infn.it</a>
[f]	<a href="http://www.adiconsum.it">http://www.adiconsum.it</a>
[g]	<a href="http://www.aiel.cia.it/">http://www.aiel.cia.it/</a>
[h]	<a href="http://www.assind.pc.it/documentazione/Piccinini-23-02-06.pdf">http://www.assind.pc.it/documentazione/Piccinini-23-02-06.pdf</a>
[i]	<a href="http://www.autorita.energia.it">http://www.autorita.energia.it</a>
[j]	<a href="http://www.biofuel.it">http://www.biofuel.it</a>
[k]	<a href="http://www.bioheat.info/pdf/inserito_n3.pdf">http://www.bioheat.info/pdf/inserito_n3.pdf</a>
[l]	<a href="http://www.bmti.it">http://www.bmti.it</a>
[m]	<a href="http://www.caroligiovanni.it">http://www.caroligiovanni.it</a>
[n]	<a href="http://www.cibo360.it">http://www.cibo360.it</a>
[o]	<a href="http://www.climatewell.com">http://www.climatewell.com</a>
[p]	<a href="http://www.cmsamoggia.provincia.bologna.it">http://www.cmsamoggia.provincia.bologna.it</a>
[q]	<a href="http://www.comune.fi.it">http://www.comune.fi.it</a>
[r]	<a href="http://www.cti2000.it">http://www.cti2000.it</a>
[s]	<a href="http://www.ecodomus.it">http://www.ecodomus.it</a>
[t]	<a href="http://www.ecorete.it">http://www.ecorete.it</a>
[u]	<a href="http://www.enea.it">http://www.enea.it</a>
[v]	<a href="http://www.enea.it/com/web/pubblicazioni">http://www.enea.it/com/web/pubblicazioni</a>
[w]	<a href="http://www.enel.it">http://www.enel.it</a>
[x]	<a href="http://www.energiyalab.it">http://www.energiyalab.it</a>
[y]	<a href="http://www.energiazero.it">http://www.energiazero.it</a>
[z]	<a href="http://www.enerpoint.it">http://www.enerpoint.it</a>
[aa]	<a href="http://www.ers.usda.gov">http://www.ers.usda.gov</a>
[bb]	<a href="http://www.estif.org">http://www.estif.org</a>
[cc]	<a href="http://www.fao.org">http://www.fao.org</a>
[dd]	<a href="http://www.fiper.it">http://www.fiper.it</a>
[ee]	<a href="http://www.fire-italia.it">http://www.fire-italia.it</a>
[ff]	<a href="http://www.fonti-rinnovabili.it">http://www.fonti-rinnovabili.it</a>
[gg]	<a href="http://www.geotermitalia.it">http://www.geotermitalia.it</a>
[hh]	<a href="http://www.geothermal-energy.ch">http://www.geothermal-energy.ch</a>
[ii]	<a href="http://www.governo.it">http://www.governo.it</a>
[jj]	<a href="http://www.gse.it">http://www.gse.it</a>
[kk]	<a href="http://www.ieabioenergy.com/links.php">http://www.ieabioenergy.com/links.php</a>
[ll]	<a href="http://www.ilportaledelsole.it">http://www.ilportaledelsole.it</a>
[mm]	<a href="http://www.ises-italia.it">http://www.ises-italia.it</a>
[nn]	<a href="http://www.istat.it">http://www.istat.it</a>
[oo]	<a href="http://www.itabia.it">http://www.itabia.it</a>
[pp]	<a href="http://www.journeytoforever.org">http://www.journeytoforever.org</a>
[qq]	<a href="http://www.lee.supsi.ch">http://www.lee.supsi.ch</a>
[rr]	<a href="http://www.marsegliagroup.com">http://www.marsegliagroup.com</a>
[ss]	<a href="http://www.mercatoelettrico.org">http://www.mercatoelettrico.org</a>
[tt]	<a href="http://www.minambiente.it">http://www.minambiente.it</a>
[uu]	<a href="http://www.mpopc.org">http://www.mpopc.org</a>
[vv]	<a href="http://www.oilworld.biz">http://www.oilworld.biz</a>

[ww]	<a href="http://www.piemmetispa.com">http://www.piemmetispa.com</a>
[xx]	<a href="http://www.poweron.ch">http://www.poweron.ch</a>
[yy]	<a href="http://www.programmavision.it">http://www.programmavision.it</a>
[zz]	<a href="http://www.provincia.ap.it">http://www.provincia.ap.it</a>
[aaa]	<a href="http://www.provincia.bologna.it">http://www.provincia.bologna.it</a>
[bbb]	<a href="http://www.provincia.torino.it">http://www.provincia.torino.it</a>
[ccc]	<a href="http://www.provincia.verbania.it">http://www.provincia.verbania.it</a>
[ddd]	<a href="http://www.provincia.verona.it">http://www.provincia.verona.it</a>
[eee]	<a href="http://www.rabobank.com">http://www.rabobank.com</a>
[fff]	<a href="http://www.robur.it">http://www.robur.it</a>
[ggg]	<a href="http://www.rotaguido.it/prodotti/recupero-biogas.html">http://www.rotaguido.it/prodotti/recupero-biogas.html</a>
[hhh]	<a href="http://www.scienzaonline.com">http://www.scienzaonline.com</a>
[iii]	<a href="http://www.sementi.it">http://www.sementi.it</a>
[jjj]	<a href="http://www.supsi.ch">http://www.supsi.ch</a>
[kkk]	<a href="http://www.sustainable-palmoil.org">http://www.sustainable-palmoil.org</a>
[lll]	<a href="http://www.tecnologieefficienti.it">http://www.tecnologieefficienti.it</a>
[mmm]	<a href="http://www.terna.it">http://www.terna.it</a>
[nnn]	<a href="http://www.termogamma.ch">http://www.termogamma.ch</a>