

**PROGETTO TECNOPRIMI  
RAPPORTO TECNICO FINALE**

**TECNOLOGIE DI INTERESSE GENERALE**

**TECNOLOGIE  
ENERGETICHE**

**(a cura di GiamBattista Zorzoli)**

**31 LUGLIO 2008**



---

# INDICE

## SINTESI E CONCLUSIONI

### PARTE PRIMA QUADRO DI RIFERIMENTO

<b>1. Il quadro dell'offerta di innovazione a livello internazionale .....</b>	<b>7</b>
1.1 Combustibili fossili .....	7
1.2 Impianti nucleari .....	9
1.3 Fonti rinnovabili.....	10
1.4 Celle a combustibile e idrogeno .....	11
1.5 Cogenerazione/trigenerazione .....	12
1.6 Efficienza energetica .....	12
1.7 Tecnologie abilitanti.....	14
<b>2. Il quadro dell'offerta di innovazione a livello nazionale .....</b>	<b>14</b>
2.1 Premessa .....	14
2.2 Combustibili fossili .....	15
2.3 Fonti rinnovabili.....	16
2.4 Cogenerazione/trigenerazione e generazione distribuita.....	17
2.5 Celle a combustibile e idrogeno .....	18
2.6 Efficienza energetica .....	18
2.7 Reti elettriche .....	18
<b>3. Situazioni e tendenze del sistema energetico italiano.....</b>	<b>19</b>
3.1 Il settore elettrico .....	19
3.2 I prodotti petroliferi .....	20
3.3 Il gas naturale.....	21
3.4 Il carbone .....	23
3.5 Le fonti rinnovabili per utilizzi non elettrici.....	23
<b>4. Principali risposte richieste dal sistema Italia in termini di innovazioni energetiche .....</b>	<b>23</b>

PARTE SECONDA  
TECNOLOGIE PRIORITARIE PER L'ENERGIA

<b>5. Criteri di individuazione dei filoni di innovazione di interesse generale.....</b>	<b>27</b>
5.1 I driver dell'innovazione.....	27
5.2 Le fonti rinnovabili .....	28
5.3 L'efficienza energetica .....	29
5.4 Celle a combustibile .....	29
5.5 Combustibili fossili .....	30
5.6 Processi di produzione di gas.....	30
<b>6. Tecnologie prioritarie di interesse generale .....</b>	<b>31</b>
6.1 Processi Gas-to-liquid (GTL) .....	31
6.2 Tecnologie fotovoltaiche.....	33
6.3 Tecnologie fotovoltaiche a concentrazione.....	36
6.4 Tecnologie relative al solare termico.....	39
6.5 Tecnologie relative all'uso di biomasse per combustione .....	41
6.6 Biocarburanti.....	46
6.7 Generatori eolici.....	47
6.8 Sfruttamento del calore geotermico a bassa entalpia .....	50
6.9 La cogenerazione distribuita .....	50
6.10 Le tecnologie per migliorare l'efficienza negli utilizzi finali dell'energia elettrica .....	55
6.11 Le tecnologie per la cattura e il sequestro della CO <sub>2</sub> (CCS).....	58
6.12 Smart grid .....	61

---

## SINTESI E CONCLUSIONI

In una fase storica dominata da un lato dall'impennata nei prezzi dei combustibili fossili, dall'altro dalle crescenti preoccupazioni per gli effetti ambientali dei consumi di energia, l'impegno volto ad aumentare l'efficienza energetica diventa a un tempo un obbligo e una opportunità. Data la caratteristica pervasiva del fattore energia, non è possibile individuare un numero ristretto di innovazioni su cui puntare. Occorre per contro avvalersi di una molteplicità di interventi tecnologici, alcuni radicali, molti di più di tipo incrementale che, per risultare efficaci o addirittura per poter essere attuati, spesso richiedono anche innovazioni di altra natura, ad esempio, organizzative (è il caso di interventi sui processi produttivi). Di qui la difficoltà al pieno dispiegarsi di una politica di efficienza energetica, ma anche le opportunità che si offrono allo sviluppo di nuove attività produttive e di servizio.

### *Lo studio è diviso in due parti*

Nella **prima parte** vengono innanzi tutto analizzate le linee di tendenza dell'innovazione energetica a livello internazionale, al fine di individuare quelle più appropriate, in quanto applicabili in tempi non superiori mediamente ai cinque anni; tenuto conto del contesto italiano, sono raggruppabili in tre grandi categorie: tecnologie per l'estrazione e il trattamento di fonti energetiche, per la loro trasformazione in energia utile e tecnologie per il loro uso razionale. Questo quadro è quindi servito di riferimento per svolgere un'analoga analisi dell'offerta di innovazione energetica a livello nazionale, che ha consentito di individuare la base conoscitiva e professionale su cui il paese può attualmente contare. Si è poi passato a esaminare lo stato attuale del sistema energetico nazionale e le sue linee di tendenza, che hanno messo in evidenza la forte dipendenza dai combustibili fossili, in particolare dal gas naturale, e i ritardi nell'applicare le politiche necessarie per garantire un realistica diversificazione energetica attuabile soprattutto mediante la realizzazione di terminali di rigassificazione del GNL e la promozione delle fonti rinnovabili, e per sostenere in modo efficace e continuativo interventi di razionalizzazione energetica. A conclusione di questa parte sono stati analizzati i principali obiettivi di innovazione energetica nazionali necessari anche per soddisfare gli obiettivi europei al 2020 di riduzione del 20% delle emissioni di CO<sub>2</sub>, del 20% del fabbisogno energetico soddisfatto da rinnovabili e di miglioramento del 20% dell'efficienza energetica.

Nella **seconda parte** si sono individuate e selezionate le filiere tecnologiche in cui il nostro paese può avere buone carte da giocare. Per le fonti rinnovabili: minieolico, generatori eolici ad alta quota (*Kitegen*), collettori solari termici sottovuoto, fotovoltaico (in particolare film sottili e solare a concentrazione), sviluppo di caldaie innovative per la combustione di biomassa e di nuovi fluidi termovettori, processi per la gassificazione e la pirolisi di quest'ultima, sviluppo di macchine per il taglio e la raccolta di biomassa, sfruttamento del calore termico a bassa entalpia. Per la cogenerazione distribuita sono state in particolare sottolineate le prospettive che si offrono per lo sviluppo e produzione di macchine innovative come i chiller e le microturbine. I mutamenti che le fonti rinnovabili e la cogenerazione distribuita inducono nelle reti elettriche offrono interessanti

opportunità per lo sviluppo dei componenti/sistemi/software richiesti dalla gestione di *smart grid*. Si sono infine individuate le opportunità derivanti dalla domanda di molteplici tecnologie per il miglioramento dell'efficienza energetica, dallo sviluppo dei programmi per la cattura e sequestro dell'anidride carbonica e dei processi per la trasformazione del gas naturale in idrocarburi liquidi (GTL).

## CONCLUSIONI

La domanda di innovazione in campo energetico, determinata da un lato da motivazioni economiche (rincaro delle fonti fossili), dall'altro di vincoli internazionali (accordi di Kyoto, direttive europee), offre largo spazio allo sviluppo di nuove attività produttive, ma in misura almeno eguale di servizi di assistenza all'utenza diffusa, che possono per altro avvalersi di un tessuto professionale e conoscitivo certamente da potenziare, ma dove già operano aree di eccellenza. L'analisi di questo tessuto e del suo possibile incrocio con lo sviluppo di nuove iniziative imprenditoriali sarà oggetto di valutazione nell'ambito dello sviluppo dello studio.

---

## PARTE PRIMA

# QUADRO DI RIFERIMENTO

### 1. IL QUADRO DELL'OFFERTA DI INNOVAZIONE A LIVELLO INTERNAZIONALE

Il riferimento di base per questo capitolo è l'ampio studio dell'IEA *Energy Technology Perspective* (2006), commissionato dal G8 al fine di individuare le innovazioni che potrebbero contribuire a uno sviluppo energetico sostenibile. Poiché lo studio dell'IEA, che ha coinvolto operatori attivi nei paesi membri in tutti i comparti presi in esame, copre un arco temporale fino al 2050, sono state selezionate in questo rapporto quelle tecnologie che offrono prospettive di industrializzazione nel prossimo quinquennio, integrando, se del caso, con informazioni tratte da altre fonti.

Un certo numero di tecnologie meno rilevanti o molto specialistiche, che a livello internazionale non presentano progetti specifici diversi da quelli individuati nel caso italiano (cfr. Capitolo 2), sono state qui di seguito omesse.

#### 1.1 Combustibili fossili

##### *Carbone*

I vincoli ambientali e le crescenti preoccupazioni per il fenomeno del riscaldamento globale rappresentano i principali driver dei più significativi programmi di innovazione relativi all'utilizzo del carbone, destinato a rimanere una fonte energetica rilevante, soprattutto in alcuni paesi emergenti, come Cina e India, ma anche negli Stati Uniti.

L'obiettivo comune, ridurre le emissioni di agenti inquinanti e di CO<sub>2</sub>, viene perseguito attraverso percorsi diversi.

Il primo, aumentare il *rendimento* delle centrali termoelettriche che bruciano carbone, punta a innovazioni significative per gli impianti ultrasupercritici (USC), mediante:

- la messa a punto di materiali destinati a operare alle temperature del vapore di 700°C;
- lo sviluppo di cicli termodinamici avanzati;
- il progetto di generatori di vapore contenenti ridotti quantitativi di superleghe.

Il secondo riguarda la *gassificazione del carbone*, caratterizzata da numerose e interessanti attività innovative, a testimonianza del forte interesse internazionale su questa tecnologia che, a opinione di quasi tutti gli esperti, costituisce la principale opzione futura sia per un impiego ambientalmente compatibile del carbone (consentendo la separazione a monte degli agenti inquinanti e della CO<sub>2</sub>) che per la produzione di idrogeno.

Il terzo, da molti ritenuto decisivo per l'impiego futuro del carbone, mira alla *cattura* e successivo *sequestro* della CO<sub>2</sub>.

Per quanto lo sviluppo su scala commerciale di queste tecnologie venga collocato fra il 2015 e il 2020, la realizzazione di questo obiettivo richiede non solo la realizzazione di parecchi impianti pilota e dimostrativi, ma, secondo l'IEA, che entro il 2015 siano in esercizio almeno 10 impianti a carbone di grosse dimensioni equipaggiati con sistemi per la cattura della CO<sub>2</sub>.

Queste previsioni in larga misura collimano con quelle della piattaforma tecnologica europea "Zero Emission Fossil Fuel Power Plants" (ZEP), che postula la realizzazione in tempi brevi di

10-12 progetti dimostrativi europei su scala significativa, in modo da garantire la commercializzazione delle tecnologie vincenti entro il 2020.

Poiché ogni progetto dimostrativo presuppone uno o più impianti pilota, nei prossimi anni si svilupperà una domanda di nicchia, ma ad alto valore aggiunto, per componenti o prodotti richiesti da tali impianti, che potrà essere particolarmente profittevole per imprese già attive con processi e tecnologie contigui, qualora per soddisfarla non debbano introdurre costose diversificazioni rispetto a produzioni già in essere.

### **Petrolio**

Nel caso del petrolio le spinte all'innovazione sono principalmente determinate dalla necessità di ricercarlo e successivamente estrarlo in zone sempre meno accessibili e più impervie, il che porta a:

- cercare di sfruttare al meglio i pozzi già in esercizio;
- migliorare la prestazione degli impianti;
- mettere a punto tecnologie che consentano l'estrazione del greggio là dove quelle tradizionali risultano inadeguate.

Per quanto riguarda il primo obiettivo, il recupero del petrolio nei giacimenti parzialmente esauriti (*enhanced oil recovery* - EOR), rispetto all'attuale stato dell'arte, che prevede l'iniezione di gas (aria, anidride carbonica, azoto) oppure processi termici o chimici (solventi, composti alcalini, polimeri), le innovazioni allo studio si basano sulla combinazione delle tecnologie esistenti e sullo sviluppo di nuove molecole con struttura adatta alla funzione di EOR.

Per la massima efficacia dell'EOR è importante disporre di adeguati modelli di simulazione dei relativi processi, insieme a forme di modellazione del giacimento.

Quello dell'EOR è solo un esempio dell'importanza del software specialistico nella gestione ottimale dei pozzi petroliferi. In quest'ambito è all'avanguardia la società americana *Silicon Graphics* che, oltre ai tradizionali modelli di simulazione, ha sviluppato sistemi che, sulla base di un insieme di *input* sperimentali, sono in grado di rappresentare in *realtà virtuale* giacimenti petroliferi anche molto complessi. Innovazioni meno spinte concernono la simulazione dei pozzi in tempo reale, con *visualizzazione* in 3D utilizzando tutti i dati disponibili, in modo da ottimizzare il processo.

In merito al secondo obiettivo, il miglioramento delle prestazioni degli impianti, date le dimensioni raggiunte dagli oleodotti, diventa di fondamentale importanza evitare perdite di greggio. Questo risultato è innanzi tutto perseguibile tenendo sotto stretto controllo la *corrosione delle pipelines*. Le tecniche di rilevazione di tale fenomeno si basano generalmente su misure di resistenza elettrica (RE) e di resistenza di polarizzazione lineare (RPL), che di norma portano alla lettura dei dati dopo che il processo di corrosione ha avuto origine. Inoltre difficilmente l'analisi dei dati può essere integrata con l'evoluzione locale delle variabili di processo (pressione, temperatura, portata e flusso di massa, ecc.).

Recenti innovazioni nel settore tecnologico del monitoraggio elettrochimico rendono oggi possibile disporre di metodi e dispositivi per il monitoraggio della corrosione, oltre che del *pitting* e della erosione, parametrizzando i fenomeni di degradazione strutturale mediante le variabili di processo in tempo reale.

Complementare al controllo della corrosione è evidentemente la *rilevazione di perdite nelle pipeline*. Una soluzione innovativa consiste nell'utilizzo di sensori a fibra ottica distribuiti lungo il percorso della tubazione che, misurando la temperatura o le tensioni, sono in grado di individuare l'esatta posizione della perdita con una precisione di un metro. Ogni sistema è in grado di coprire più di 60 km di linea a costi contenuti.



Il terzo obiettivo riguarda principalmente la *protezione delle tubazioni in acque profonde*. In diverse parti del mondo si studiano soluzioni più efficaci e meno costose di quelle attuali per garantire il loro isolamento, onde evitare che le condizioni termiche molto spinte portino al congelamento del petrolio estratto.

### **Gas naturale**

Nel caso del gas naturale, due dei principali filoni innovativi rispondono alla preoccupazione, già individuata per il petrolio, di un più efficace sfruttamento di questa risorsa primaria.

È infatti in fase di messa a punto una tecnologia per l'utilizzo di anidride carbonica anche per forzare giacimenti di gas in sensibile perdita di pressione (EGR, *enhanced gas recovery*). Al fine di evitare il mescolamento dei due gas, si stanno sviluppando filtri porosi che, sfruttando le loro differenti permeabilità e viscosità, consentono il passaggio di gran lunga prevalente di gas naturale. Pure in fase di sviluppo è una soluzione atta a ridurre i costi dello stoccaggio del gas naturale. Per garantirne la successiva estrazione, occorre infatti conservare entro il serbatoio un volume di gas pari a quello massimo estraibile, il che comporta una grave penalizzazione economica. Si stanno pertanto studiando le modalità tecniche per sostituire il gas naturale con un *gas cuscino* (anidride carbonica), sfruttando la sua maggiore densità per ridurre al minimo il miscelamento fra i due gas.

### **Conversione di combustibili fossili in prodotti energetici**

Le quotazioni raggiunte dal barile di petrolio hanno indubbiamente ridotto il divario di costo fra i suoi derivati più pregiati (carburanti) e i succedanei prodotti per via sintetica. Esse hanno così rilanciato, in particolare negli Stati Uniti, i programmi volti a innovare il tradizionale processo Fischer-Tropsch (CTL, *coal to liquid*) per rendere più economici i prodotti leggeri ricavati in tal modo dal carbone. Analoga spinta stanno avendo i programmi per convertire (con una variante dello stesso processo) il gas naturale in altri idrocarburi, in particolare gasolio (GTL, *gas to liquid*) quando esso viene estratto a distanze e in condizioni tali da rendere questa soluzione più conveniente del suo trasporto diretto via gasdotto o liquefatto.

Un'altra proposta innovativa, propugnata dalla Total, riguarda il DME (*etere dimetilico*), ricavato dal gas di sintesi prodotto da reforming di gas naturale o da ossidazione parziale di carbone, che può, in particolare, essere utilizzato nei motori Diesel o sostituire il gas di petrolio liquefatto.

## **1.2 Impianti nucleari**

Oltre alla soluzione tecnica e operativa della cosiddetta chiusura del ciclo (smaltimento delle scorie radioattive) l'altra condizione per il rilancio del nucleare nei paesi occidentali consiste nel recupero di una maggiore fiducia da parte dell'opinione pubblica, che non sembra disposta ad accettare l'ipotesi di un incidente, se pure con una probabilità davvero modesta, in grado di provocare fuoriuscita dal contenitore di prodotti radioattivi.

Per questo motivo in Europa e negli Stati Uniti si stanno sviluppando progetti di impianti nucleari a *sicurezza passiva*, concepiti cioè in modo da non richiedere l'intervento rapido di sistemi di arresto in caso di incidente, e caratterizzati da una successiva evoluzione delle condizioni chimico-fisiche del sistema così lenta da riuscire a evitare la fuoriuscita di prodotti radioattivi, anche se risultassero praticabili solo interventi manuali a distanza di diverse ore da quando si è verificato l'incidente. In parallelo, con prospettive più di lungo termine, si stanno studiando impianti nucleari a *sicurezza intrinseca*, concepiti cioè in modo tale che le risposte a transitori potenzialmente pericolosi riportino sempre il sistema sotto controllo.

Il massimo impegno in materia è stato avviato con la costituzione, per iniziativa del Dipartimento dell'Energia degli Stati Uniti e la partecipazione di diversi paesi (fra cui dal 2007 anche l'Italia), del GIF (*Generation IV International Forum*) per lo sviluppo di sistemi nucleari di produzione di energia che dovrebbero portare a impianti intrinsecamente sicuri e al riciclo delle scorie e del plutonio all'interno degli impianti stessi, in modo da renderli anche non proliferanti. Si tratta tuttavia di sistemi che presumibilmente saranno disponibili non prima del 2030, allorquando molti reattori ora in produzione saranno alla fine delle loro licenze operative.

### 1.3 Fonti rinnovabili

Il driver dell'innovazione in questo settore è la caratteristica delle tecnologie che utilizzano fonti rinnovabili di essere in larga misura *carbon free*, erogando quindi energia utile senza le problematiche della sicurezza e della chiusura del ciclo proprie degli impianti nucleari.

Per questo motivo il loro sviluppo è quasi dovunque incentivato con modalità diverse da paese a paese e a seconda della tecnologia.

#### *Solare termico*

Lo studio dell'IEA indica la priorità di ulteriori innovazioni che consentano la manifattura di impianti a costi contenuti atti a produrre calore a temperature superiori a quelle richieste per la produzione di acqua calda, così da consentire il *condizionamento estivo* per assorbimento.

Analoga importanza viene attribuita a miglioramenti in sede di progettazione dell'impianto, all'utilizzo di materiali avanzati, nonché per quanto concerne la sua integrazione con i sistemi di back-up e di controllo.

#### *Fotovoltaico*

In questo comparto, oltre allo sviluppo di moduli a più basso costo, che nell'orizzonte temporale qui assunto sono quelli a *film sottile* a efficienza più elevata di quelli attualmente in commercio, un'importanza quasi pari viene attribuita dallo studio dell'IEA a innovazioni incrementali atte a ridurre i costi dei componenti del BOS (*Balance of system*), che oggi incidono per circa il 50% sul costo finale. In particolare appare suscettibile di innovazioni *cost-effective* l'inverter, che oltre tutto è il componente extra-moduli più caro.

Poiché più di una impresa italiana è oggi attiva nella produzione di inverter, questo si presenta come un terreno assai promettente.

In parallelo lo studio dell'IEA pone l'accento sullo sviluppo di *sistemi a concentrazione*, in grado di sfruttare al meglio l'entrata in produzione nel prossimo quinquennio di celle FV ad altissima efficienza, mentre innovazioni incrementali sono possibili per quanto concerne le ottiche e i sistemi di *sun tracking*.

#### *Eolico*

In questo settore le innovazioni più rilevanti riguardano l'installazione di *impianti off-shore*, visti ormai come soluzione obbligata, ovunque sia possibile, per superare le difficoltà connesse con l'occupazione di territorio, soprattutto in termini di accettabilità paesaggistica.

Per l'off-shore occorrono soluzioni innovative sia per la piattaforma, sia per i generatori (che devono operare in condizioni climatiche più ostili) al fine di ridurre i costi (oggi del 50% circa superiori a quelli di un impianto on-shore).

Molto promettenti vengono considerate le prospettive di mercato del *minieolico*, per il quale sono in pratica richieste solo innovazioni incrementali volte a ridurre i costi.

### ***Combustione delle biomasse***

Secondo lo studio dell'IEA, rispetto alle tecnologie oggi disponibili per la combustione delle biomasse, le innovazioni di maggiore interesse e con migliori prospettive nel breve-medio termine sono quelle che renderanno economicamente fattibile la loro *gassificazione*, con l'obiettivo sia di realizzare impianti integrati (gassificatore - ciclo combinato), alla stessa stregua di quanto avviene oggi con la gassificazione del carbone, sia di disporre di un gas con cui alimentare motori endotermici per impianti di cogenerazione/trigenerazione.

Altre fonti sottolineano altresì il potenziale innovativo dei cicli Rankine a *fluido termovettore organico* (ORC), in particolare per quanto concerne turbine atte a funzionare con vapore di fluidi organici.

### ***Biocarburanti***

Dato il peso crescente della domanda del settore trasporti, è considerato prioritario lo sviluppo di nuovi metodi per la produzione di biocarburanti a costi sufficientemente contenuti e nel rispetto dell'ambiente.

Per il bioetanolo lo studio dell'IEA indica come prioritari lo sviluppo dell'*idrolisi enzimatica* di materiale *lignocellulosico* (probabilmente realizzabile su scala industriale nel prossimo quinquennio) e l'individuazione di nuovi microrganismi in grado di convertire gli zuccheri in etanolo.

*Bioraffinerie di seconda generazione* sembrano dunque abbastanza prossime a sostituire quelle attuali. Anche per il *biodiesel*, la cui produzione in Europa ha attualmente costi più competitivi rispetto al bioetanolo, la prospettiva di ricavarlo dal legno mediante una variante del processo Fischer-Tropsch, che eviterebbe l'attuale eccessivo uso di territorio, sembra l'opzione più interessante, insieme alla liquefazione idrotermica di prodotti agricoli, ma in entrambi i casi la tempistica della loro industrializzazione sembra più lontana.

### ***Geotermia da rocce calde***

L'utilizzo delle *rocce calde* del *sottosuolo*, che aveva avuto un certo sviluppo fra metà anni '70 e metà anni '80, è stato recentemente ripreso e ha portato alla realizzazione di un impianto dimostrativo di 1,5 MW in Alsazia, dove l'energia termica delle rocce alimenta un impianto del tipo ORC, in cui il componente più critico (la turbina) è di produzione italiana.

### ***Centrali maremotrici***

Anche queste tecnologie hanno registrato una ripresa di interesse in tempi recenti. Ad esempio, un impianto dimostrativo, con otto turbine ancorate al *fondo marino* presso le coste del Galles, sfrutterà l'energia provocata dal flusso e riflusso delle *maree*.

Un secondo impianto, in fase di progetto, da realizzare in Inghilterra alla foce del fiume Severn, dovrebbe rappresentare una versione avanzata di quello storico di La Rance in Francia, in quanto uno *sbarramento* idrico dovrebbe consentire di sfruttare l'effetto *alta marea* per alimentare turbine idrauliche Kaplan.

## **1.4 Celle a combustibile e idrogeno**

La prospettiva di sostituire la propulsione degli attuali mezzi di locomozione su strada con motori elettrici alimentati da *celle a combustibile*, a loro volta alimentate da *idrogeno*, potrebbe consentire la graduale sostituzione dei carburanti derivati dal petrolio con idrogeno in una prima fase prodotto dal carbone o dal reforming del gas naturale, in una seconda da impianti nucleari o da fonti rinnovabili.

Si tratta di una scommessa non facile da vincere, per quanto concerne i problemi tecnico-economici connessi sia con la produzione, il trasporto e lo stoccaggio dell'idrogeno, sia con la realizzazione di celle a combustibile affidabili. Per quanto concerne la produzione di idrogeno, secondo lo studio dell'IEA la soluzione più promettente è quella della *generazione congiunta* di *elettricità* e *idrogeno* da grossi impianti di *gassificazione* del *carbone* integrati con cicli combinati, mentre più lontana nel tempo sembra la produzione ad alta temperatura generata da un reattore nucleare o da un impianto solare a concentrazione.

Per le *celle a combustibile* lo studio si limita a sottolineare l'importanza di un forte impegno in R&S, sottolineando che “la maggior parte di queste tecnologie non garantiscono una durata minima di esercizio, per il quale è richiesto personale specializzato, e costano molto di più (spesso di un ordine di grandezza) delle tecnologie concorrenti”.

Molto più ottimista è la Piattaforma Tecnologica europea su “Idrogeno e celle a combustibile”, che sulla base del programma di sviluppo tecnologico da lei promosso ipotizza l'ingresso sul mercato di *idrogeno* per utilizzi nel *trasporto*, nella generazione di *energia* e nei *portatili* (PC, cellulari, ecc.) e delle applicazioni delle celle a combustibile fra il 2010 e il 2015, così da realizzare l'obiettivo della piena competitività nel 2020.

### 1.5 Cogenerazione/trigenerazione

La realizzazione di impianti che forniscano energia sia elettrica sia termica non rappresenta certo una novità. Tuttavia l'effetto congiunto delle preoccupazioni relative alla disponibilità e ai costi dei combustibili fossili da un lato, all'esigenza di contenere le emissioni di gas climalteranti dall'altro, ha, non solo rilanciato queste soluzioni, ma anche promosso innovazioni di particolare interesse.

La più rilevante riguarda la messa a punto su scala industriale e commerciale delle *microturbine*, macchine di dimensioni contenute, inserite in un monoblocco che ospita tutto l'impianto composto principalmente da un compressore centrifugo, una turbina radiale centripeta (che rappresenta appunto il componente più innovativo e maggiormente soggetto a ulteriori innovazioni), un combustore, un sistema di recupero del calore dei gas di scarico della microturbina e un generatore elettrico.

L'altra innovazione riguarda la generazione in modo più efficiente e meno costoso di frigoriferi nei *chiller*, utilizzando calore a temperature sufficientemente elevate mediante tecniche ad assorbimento. In tal modo un impianto di cogenerazione concepito per il riscaldamento di edifici può essere utilizzato anche per il condizionamento estivo (*trigenerazione*), così da aumentare il tempo di utilizzo, sul quale vanno spalmati gli oneri di capitale.

Coerentemente con l'analisi svolta in proposito, lo studio dell'IAE considera lontano nel tempo l'utilizzo per la cogenerazione/trigenerazione di celle a combustibile basate su tecnologie (a carbonati fusi, a ossidi solidi) diverse da quelle per le celle destinate al trasporto (celle PEM).

### 1.6 Efficienza energetica

Il contenimento della domanda di fonti energetiche non rinnovabili e la conseguente riduzione dell'impatto sull'ambiente sono alla base dei molteplici programmi volti a rendere più efficienti le modalità di utilizzo dell'energia nelle sue diverse forme.

La numerosità dei settori e degli attori coinvolti rende evidentemente impossibile una rassegna completa dell'intero potenziale innovativo.

Qui di seguito ci si limiterà pertanto a segnalarne gli aspetti più significativi.

### ***Efficienza energetica degli edifici***

L'obiettivo di uno *zero-energy building* può essere approssimato innanzi tutto con l'adozione di finestre in grado di conservare il calore interno (in climi prevalentemente freddi) o di ridurre l'ingresso di calore dall'esterno (in climi prevalentemente caldi).

La produzione nel primo caso di *finestre multi-strato*, eventualmente con riempimento di gas isolanti fra strato e strato, nel secondo con *particolari strati protettivi*, sono tuttora oggetto di innovazioni non marginali.

Anche se le prestazioni dei materiali isolanti sono più che raddoppiate negli ultimi 25 anni, si profila una innovazione più radicale, denominata "*superisolamento*". Si tratta di una combinazione di pannelli con strati intermedi alternativamente vuoti o riempiti di *polveri fortemente isolanti*, oppure con strati riempiti di *gas isolanti*, oppure ancora con strati intermedi alternativamente vuoti o riempiti con particolari fibre, ecc.

### ***Riscaldamento-raffrescamento degli edifici***

Al di là delle attività connesse con lo sviluppo di più efficienti sistemi e componenti tradizionali per il riscaldamento e il condizionamento degli ambienti abitati, e di interventi per rendere gli involucri più *energy saving*, l'innovazione sembra avere maggiori carte da giocare in cinque filoni tecnologici. Il primo riguarda le *caldaie a condensazione*, dove esistono margini di innovazione incrementale, soprattutto per quanto concerne sistemi di monitoraggio e regolazione a minor costo.

Il secondo è lo sviluppo di sistemi di *gestione automatica del sistema energetico* di un *edificio* (o di un appartamento), per quanto concerne sia i sensori e il processore centrale che i telecomandi.

Il terzo filone è quello delle *pompe di calore*, dove sussistono margini notevoli di miglioramento delle prestazioni di pompe di calore, la cui sorgente sia geotermica.

Il quarto riguarda innanzi tutto le prestazioni dei già menzionati *chiller* (condizionatori ad assorbimento), anche per meglio competere con la recente offerta a bassi costi di prodotti provenienti dalla Cina, ma in prospettiva anche la climatizzazione mediante l'*assorbimento di vapor d'acqua* in zeoliti o granulati nano-porosi di *silicagel*.

Il quinto filone riguarda una tecnologia emergente, l'accumulo di *calore* nel *sottosuolo*, il cui impatto sulla convenienza economica di soluzioni come la cogenerazione o il solare termico potrebbe essere notevole. In materia si possono ottenere risultati importanti aumentando la capacità termica delle strutture degli edifici relativamente leggeri, integrando nei materiali di costruzione materiali a cambiamento di fase: ad esempio paraffine inserite in micro-capsule.

### ***Sistemi di illuminazione***

In questo comparto secondo l'IAE, ma anche a parere di altre fonti, i margini di innovazione sono notevoli, in quanto correlati allo sviluppo di tecnologie per l'*illuminazione a stato solido*, in particolare i diodi emettitori di luce (LED) e diodi emettitori organici (OLED). Poiché il consumo elettrico per illuminazione viene stimato intorno al 13% per le abitazioni e variabile fra il 20% e il 60% nel settore commerciale, gli obiettivi europei di efficienza energetica al 2020 stimoleranno ulteriormente sia l'innovazione che la domanda di prodotti innovativi in questo comparto.

### ***Elettrodomestici***

Oltre alle consuete innovazioni incrementali, in termini di efficienza energetica riveste particolare importanza la riduzione delle *perdite di stand-by*, in buona misura legate al fatto che per questioni di costo gli interruttori di accensione non sono collocati fra la rete e il trasformatore di alimentazione, ma a valle di quest'ultimo, in quanto a tensione più bassa l'isolamento è più sem-



plice e l'interruttore costa meno. In tal modo, però, il condensatore è sempre collegato alla rete e consuma energia anche quando l'interruttore è aperto.

## 1.7 Tecnologie abilitanti

In conclusione si individuano qui alcune tecnologie abilitanti, che possono trovare sbocchi nel settore energetico:

- *Nanotecnologie*, utilizzabili per batterie ad elevate prestazioni, supercondensatori, assorbitori di idrogeno, fotovoltaico, ecc.
- *Bioteecnologie*, per la produzione di biomasse, biocarburanti, ecc., con elevata efficienza.
- *Membrane selettive*, che possono ridurre i consumi di energia in processi industriali, separare l'idrogeno da altri gas, ecc.
- *Nuovi materiali*.

## 2. IL QUADRO DELL'OFFERTA DI INNOVAZIONE A LIVELLO NAZIONALE

### 2.1 Premessa

Le esigenze legate al raggiungimento degli obiettivi indicati dall'Unione Europea, la necessità di ridurre la dipendenza dall'estero, le istanze ambientali, sono tutti fattori che stanno mettendo in moto anche in Italia attività di ricerca, sviluppo, innovazione, che si presentano come impegno a ridurre i punti deboli del nostro sistema energetico, soprattutto a causa del basso livello di investimenti pubblici e privati in Ricerca & Sviluppo, dell'assenza di un quadro normativo e di incentivi di medio termine, di una scarsa collaborazione tra università, enti di ricerca e aziende.

Tuttavia, se è indubitabile l'assenza di competenze all'avanguardia nelle tecnologie più tradizionali della termoelettromeccanica, che non sembrano attualmente in grado di superare i limiti di una specializzazione debole, qualcosa di più si è fatto e si sta facendo nell'ambito delle tecnologie per la produzione di energia da fonti rinnovabili, dello sviluppo di reti "intelligenti", e in un settore di punta come quello delle celle a combustibile.

Per quanto concerne l'efficienza energetica e le fonti rinnovabili, il panorama più recente dell'offerta di innovazione nel nostro paese è desumibile dal "call for ideas" lanciato dal Ministero dello Sviluppo Economico nella primavera 2007 nel quadro del progetto *Industria 2015 - Efficienza energetica*, articolato in tre obiettivi tecnologico-produttivi (OTP):

- **OTP 1:** innescare processi di rapida diffusione di attività industriali, in grado di immettere sul mercato nuovi prodotti e tecnologie per la generazione di energia (fonti rinnovabili, cogenerazione, produzione di energia da rifiuti, tecnologie dell'idrogeno, ecc.);
- **OTP 2:** accompagnare la riqualificazione di comparti industriali esistenti verso prodotti più efficienti, richiesti dal nuovo contesto energetico (motori elettrici, tecnologie per l'illuminazione, nuovi materiali anche per l'edilizia, elettrodomestici ad alta efficienza, distretti energetici, ecc.);
- **OTP 3:** favorire la revisione dei cicli produttivi con lo scopo di ridurre l'intensità energetica delle lavorazioni (tecnologie avanzate per la produzione industriale, tecnologie di combustione, biotecnologie, ecc.).

Queste informazioni verranno qui di seguito integrate con quelle relative alle principali imprese attive nel settore energetico, alle due storicamente più importanti strutture di ricerca (ENEA e CESI Ricerca, oggi istituzionalmente connesse) e ad alcuni altri centri di eccellenza.

I settori che verranno maggiormente sviluppati nei Capitoli 5 e 6, perchè di probabile maggiore attinenza con gli obiettivi del presente studio, sono qui di seguito trattati in forma più sintetica.

## 2.2 Combustibili fossili

Le proposte innovative più interessanti sono state sviluppate da importanti gruppi industriali attivi in Italia, tutte con l'obiettivo di migliorare le prestazioni (anche in termini ambientali) di attività connesse con l'*upstream* e il *downstream* nei settori petrolifero e del gas.

### ***Tecnologie innovative di indagine del sottosuolo***

ENI ha sviluppato e applicato tecnologie innovative per la costruzione di *modelli geologici* di *giacimento* quanto più possibile aderenti alla realtà e per la simulazione e il monitoraggio dei giacimenti stessi. Obiettivo principale di tali tecnologie è la riduzione del rischio minerario e l'ottimizzazione dei processi di estrazione e recupero degli idrocarburi, quali, ad esempio, le tecnologie CRS (*Common Reflection Surface*), PSPI (*Phase Shift Plus Interpolation*) KTA (*Kirchhoff True Amplitude*), che hanno consentito di ottenere risultati significativamente superiori alle tecnologie convenzionali. Significativi progressi e importanti applicazioni industriali hanno altresì registrato alcune tecnologie per la *modellistica* e il *monitoraggio* dei giacimenti, quali: il *workflow* integrato per la caratterizzazione e lo studio di sistemi fratturati, la sismica "Interpozzo" e la sismica "4D" per monitorare nel tempo il comportamento dei giacimenti in produzione.

### ***Tecnologie di perforazione per advanced wells***

ENI ha sviluppato tecnologie innovative, che consentono di *perforare pozzi* ad *alta complessità* con una maggiore efficienza operativa. In particolare la tecnologia *Lean Profile*, sviluppata e brevettata da ENI per la *perforazione* dei *pozzi profondi* verticali e deviati, compresi quelli altamente deviati e ad alta difficoltà operativa *HP/HT* (alta pressione e alta temperatura), riduce al minimo la tolleranza tra il diametro del pozzo e le colonne di rivestimento, mantenendo inalterato il *casing* di produzione. Nella perforazione in *acque profonde*, è operativa la tecnologia innovativa *Dual Casing Running*, che consente la perforazione simultanea dei primi due fori superficiali del pozzo, la discesa simultanea dei due *casing* superficiali e la cementazione, ottenendo una significativa riduzione dei tempi e dei costi, oltre a una perfetta verticalità dei due *casing* e della testa pozzo.

### ***Tecnologie innovative per il trattamento fluidi***

Nel campo del trasporto e del trattamento degli idrocarburi, ENI ha sviluppato e applicato tecnologie innovative con particolare attenzione ai *fluidi multifase* (acqua, olio e/o gas) al fine di ottimizzare la produzione e di ridurre l'impatto ambientale. In particolare è stato realizzato un impianto pilota per la *disoleazione* spinta delle acque di strato, che permette di ridurre la concentrazione residua di idrocarburi in tali acque a meno di 10 ppm, partendo da un contenuto in ingresso superiore a 1.000 ppm. Il sistema si basa sull'utilizzo di polimeri assorbenti in grado di catturare le particelle di olio e di rilasciarle favorendone la coalescenza e rendendole più facili da separare. Attualmente il sistema è in fase di ingegnerizzazione.

### ***Downstream petrolifero***

In questo settore esiste in Italia una forte spinta innovativa soprattutto nei due comparti: *trasformazione di bitume in prodotti petroliferi* e *trasformazione di qualsiasi greggio in carburanti*.

In quest'ultimo filone l'ENI ha sviluppato un processo innovativo, chiamato EST (*Eni Slurry Technology*), in grado di trasformare qualsiasi greggio, anche molto pesante, esclusivamente in carburanti per autotrazione.

Dopo un decennio di investimenti in ricerca e sviluppo, la realizzazione di un impianto pilota fra il 2000 e il 2002 a San Donato e la realizzazione di un impianto dimostrativo da 1.200 b/g, a regime dal novembre 2005 nella raffineria di Taranto, il primo impianto industriale sorgerà presso la raffineria di Sannazzaro, con una capacità produttiva di 20.000 b/g ed entrerà in funzione nel 2012.

### ***Macchina sottomarina per gas***

Un progetto del Nuovo Pignone consiste nella realizzazione di una *macchina sottomarina*, per la discesa a profondità molto elevate, in grado di supplire al calo di pressione dei pozzi metaniferi. La soluzione prevista è caratterizzata da 4 moduli di compressione.

Ogni modulo consiste di altri sottomoduli, in particolare: moduli del separatore, del compressore e della pompa di estrazione del condensato: tutti questi, messi insieme, costituiscono il vero e proprio modulo di compressione. All'interno della macchina, che deve funzionare per 5 anni, è presente un motore (da 12,5 MW) che deve poter girare senza problemi nonostante le possibili vibrazioni presenti sott'acqua.

### ***Trasporto di gas ad alta pressione***

Il progetto ha l'obiettivo di sviluppare tecnologie che rendano sicuro ed economico il *trasporto* in *condotta* di rilevanti quantità di *gas* dai luoghi di produzione ai mercati di consumo, in modo da raggiungere i seguenti obiettivi:

- distanze superiori ai 3.000 chilometri;
- volumi di gas da trasportare dell'ordine dei 20-30 miliardi di metri cubi/anno;
- pressioni uguali o maggiori a 15 Mpa;
- impiego di acciai ad alto e altissimo grado di resistenza.

Sono già stati realizzati alcuni tratti dimostrativi.

### ***Processi Gas-to-liquid (GTL)***

L'obiettivo primario della tecnologia GTL (*Gas To Liquid*) è quello di consentire lo sfruttamento di cospicue riserve di *gas* naturale molto distanti dai mercati, attraverso la sua trasformazione in prodotti petroliferi sintetici di qualità, totalmente privi di zolfo e di aromatici. ENI ha completato sull'impianto pilota di Sannazzaro l'attività di ricerca relativa alla tecnologia GTL.

### ***Tecnologie per il carbone pulito***

In questo settore sono presenti con programmi di R&S e progetti dimostrativi ENEL, ENI, ENEA, CESI Ricerca. In particolare questi programmi riguardano la cattura e il sequestro dell'anidride carbonica, tema che verrà affrontato con maggiore dettaglio nel paragrafo 6.11.

## **2.3 Fonti rinnovabili**

### ***Fotovoltaico***

Anche se presente in Italia, appare poco giustificabile sul piano economico l'offerta di progetti innovativi riguardanti la produzione di *silicio policristallino* (lingotti di silicio *solar grade*), visto il costo dell'energia elettrica in Italia, o di *moduli di silicio cristallino*, un prodotto ormai maturo,



dove la concorrenza cinese mette a dura prova le industrie dei paesi oggi dominanti nel mercato della specifica tecnologia (Germania, Giappone), per cui l'attenzione si restringe alle applicazioni che possono tradursi in realtà produttive di successo nel prossimo quinquennio: i *film sottili* (sia al silicio che in leghe di materiali semiconduttori) e i *sistemi a concentrazione* (per quanto concerne sia le ottiche e i sistemi di puntamento sia le celle a multigiunzione).

Per questi due ultimi filoni, infatti, non solo sono stati sviluppati in Italia in modo sostanzialmente autonomo processi e prototipi da parte di strutture di R&S, ma esistono altresì importanti realtà industriali.

### ***Bioenergie, biocombustibili, termovalorizzazione dei rifiuti***

Fra le soluzioni per l'utilizzo energetico delle biomasse, emergono come interessanti le proposte innovative sulla *gassificazione* delle biomasse portate avanti da Ansaldo (processo *updraft*) e da ENEA in collaborazione con alcune imprese (processo *downdraft* e a letto fluido), finalizzate a produrre un *syngas* sufficientemente puro da poter alimentare motori endotermici in impianti cogenerativi.

Per i biocombustibili sembrano particolarmente interessanti i progetti in corso di sviluppo relativi alla produzione di *biodiesel* da *dissociazione* di rifiuti organici e di *bioetanolo* da *biomasse lignocellulosiche*.

Per affinità tecnologica a bioenergie e biocombustibili vanno affiancate due proposte innovative relative alla *valorizzazione dei rifiuti*. La prima riguarda la *gassificazione* di *rifiuti* di varia origine con un processo derivato dal know-how relativo a impianti siderurgici, soluzione analoga a quella realizzata con successo dalla giapponese JFK. La seconda riguarda la trasformazione mediante *pirolisi* di composti *polimerici* residuali in *nanotubi di carbonio* e *idrogeno*, senza produzione di CO<sub>2</sub>.

### ***Eolico***

Dato lo storico ritardo oramai accumulato dal paese in questo settore, l'offerta innovativa superstita riguarda la realizzazione di impianti eolici di *piccola dimensione* ad *asse verticale*, che in altri paesi hanno un mercato significativo soprattutto nel settore extraurbano.

Di particolare rilievo, anche se in termini produttivi il suo orizzonte temporale potrebbe superare i cinque anni, è la proposta, già sostanziata da ricerche preliminari, di impianti *eolici* ad *alta quota*, che verrà trattata più in dettaglio nel paragrafo 6.7.

### ***Geotermia***

L'utilizzo di fluidi geotermici a bassa entalpia per la generazione di energia elettrica mediante *fluidi organici* a bassa temperatura di vaporizzazione e turbine *ad hoc* è stato ampiamente sviluppato al Politecnico di Milano, come fonte a bassa temperatura per *pompe di calore*. Esistono anche, ma non verificate, proposte per lo sfruttamento dell'energia geotermica mediante *sonde scambiatrici di calore* associate a *pompe di calore*.

## **2.4 Cogenerazione/trigenerazione e generazione distribuita**

L'attività innovativa svolta in questo comparto in particolare da un'impresa industriale come Turbec (per quanto concerne le microturbine), e da enti di ricerca quali CESI Ricerche (motore Stirling) e Politecnico di Milano (cicli termodinamici avanzati) si coniuga con proposte più recenti riguardanti *microturbine* funzionanti a *biogas*, che potrebbe rientrare fra quelle attuabili su scala industriale nei prossimi cinque anni. Per maggiori dettagli si rinvia al paragrafo 6.9.

## 2.5 Celle a combustibile e idrogeno

Malgrado si tratti di obiettivi tecnologici ancora non maturi (in proposito si rinvia a quanto scritto nel capitolo 1) in Italia si segnalano diverse attività in corso, oppure programmate, relative allo sviluppo di *celle a combustibile*, in particolare a *carbonati fusi*, e alla produzione di idrogeno.

Oltre all'attività in corso da parte di Ansaldo con la collaborazione del CNR e dell'ENEA, che ha già portato a una prima linea di produzione di celle a carbonati fusi di alcune centinaia di kW elettrici, va segnalata la soluzione *tecnologica SCT-SPO*, sperimentata da ENI, un processo di ossidazione parziale catalitica in cui i reagenti vengono a contatto con una superficie incandescente (con tempi di reazione nell'ordine dei millisecondi), per il quale è già in funzione un impianto pilota a Milazzo.

## 2.6 Efficienza energetica

In questo settore, ovviamente molto diversificato, si è individuato un certo numero di proposte innovative, qui di seguito elencate a titolo esemplificativo delle potenzialità esistenti.

Componenti e sistemi per la *regolazione del flusso luminoso* nell'illuminazione pubblica, che si avvalgono di tecnologie di comunicazione a larga banda caratterizzate da bassi costi di installazione. Sistema di *illuminazione autostradale* che, attraverso sensori, rileva l'intensità del traffico veicolare, la situazione meteorologica e il livello di illuminamento, determinando il valore di potenza di funzionamento ottimale di ogni singolo punto luminoso.

Produzione di *materiale isolante* per il cappotto esterno di edifici sia nuovi che esistenti, composto di *polistirene espanso* prodotto mediante *sintolaminazione*.

Produzione di manufatti strutturali in conglomerato cementizio *armato*, invece che con acciaio, con *fibre di basalto* e/o con reti di basalto e/o con barre a base di fibre di basalto, con notevole risparmio energetico. Sviluppo di materiali *compositi multifunzionali* integrati con *elementi a memoria di forma* per la realizzazione di strutture di applicazione industriale a maggiore efficienza energetica. Tecnologia di combustione ad alta efficienza energetica per la realizzazione di *forni industriali* per il *riscaldamento* e il *trattamento* di *semilavorati* in *acciaio* (+ 20% di efficienza energetica, -50% di emissioni di NO<sub>x</sub>).

*Reti di sensori wireless*, i cui nodi siano in grado di controllare l'efficienza energetica di apparecchiature elettriche attraverso una gestione sia locale che centralizzata. *Software ad hoc* finalizzati alla *gestione* ottimale di processi, di macchine, di sistemi energetici, come pure per il loro *monitoraggio*. Strumenti informatici per la *simulazione* dettagliata dei *processi produttivi*, finalizzata a identificare e stimare gli assorbimenti di energia derivanti dalle diverse fasi dei processi.

## 2.7 Reti elettriche

In questo campo l'Italia dispone di competenze e di conoscenze abbastanza estese e avanzate per la gestione attiva di reti di distribuzione in presenza di elevate quantità di generazione distribuita (le cosiddette *smart grid*), che verranno esaminate con maggiore dettaglio nel capitolo 6.

Sono altresì disponibili, in particolare al CESI, competenze e prodotti relativi a:

- metodologie per la pianificazione della rete elettrica;
- sistemi di controllo e monitoraggio delle reti;
- diagnostica e sicurezza di impianti;
- controllo della generazione distribuita e dei carichi;
- sistemi di *demand side management*;
- diagnostica e controllo di componenti con sensori e tecniche innovativi.

### 3. SITUAZIONI E TENDENZE DEL SISTEMA ENERGETICO ITALIANO

#### 3.1. Il settore elettrico

A partire dall'inizio degli anni '90 il mix produttivo del settore elettrico in Italia ha sperimentato una rapida e radicale riconversione. L'esigenza ormai inderogabile di rinnovare un parco di centrali poco efficiente e a largo consumo di olio combustibile (con le connesse difficoltà a rispettare le norme sulle emissioni inquinanti) si è intrecciata con quattro eventi esogeni.

Innanzitutto l'approvazione della legge 9/91, che incentivava la realizzazione di impianti alimentati da fonti rinnovabili o assimilate anche da parte di produttori terzi (prima rottura del monopolio ENEL). Le tariffe incentivanti, decise dalla ben nota delibera CIP 6 del 1992, favorirono in particolare la realizzazioni di impianti cogenerativi basati sulla tecnologia dei cicli combinati.

In secondo luogo la liberalizzazione in Italia, come altrove, rende meno programmabile e più incerta la domanda: di conseguenza favorisce tipologie impiantistiche che consentano realizzazioni di taglia contenuta, completabili in tempi brevi e con ridotti investimenti unitari e globali. Tutte caratteristiche riscontrabili nei cicli combinati e non, in impianti a carbone o nucleari.

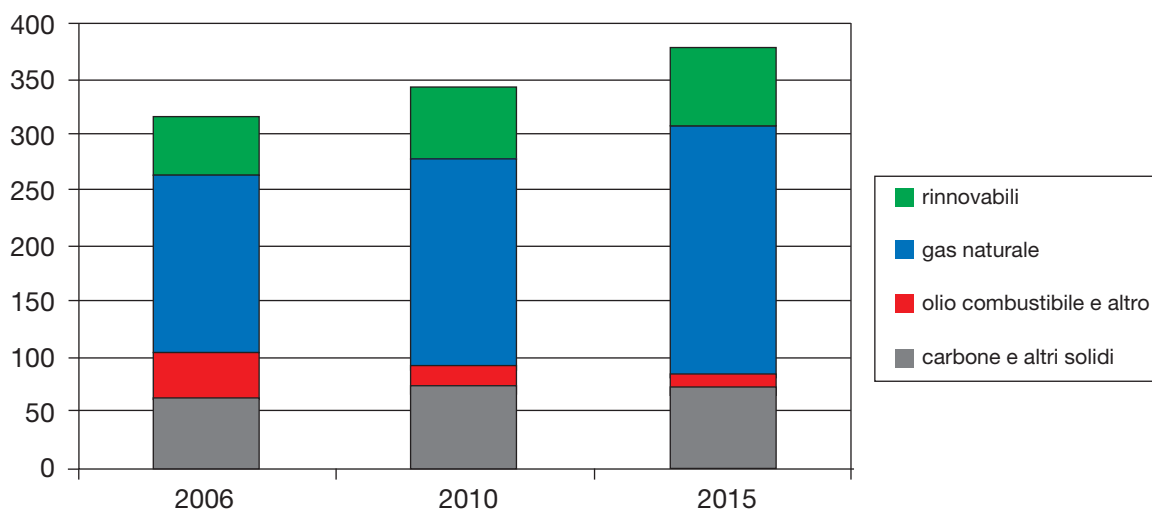
Questa naturale tendenza è stata in una certa misura forzata dai criteri di cessione da ENEL a terzi di 15.000 MW, che imponevano agli acquirenti la conversione a cicli combinati di impianti per complessivi 9460 MW. Negli anni '90 la larga disponibilità di gas naturale a buon mercato (combustibile utilizzato nei cicli combinati) ha spinto anche l'ENEL a riconvertire a cicli combinati impianti funzionanti a olio combustibile.

Poiché il parco di partenza era largamente squilibrato a favore di impianti a olio combustibile (poco carbone, chiusura del nucleare), si è arrivati ad avere 25.400 MW a cicli combinati già in esercizio e altri 8.100 MW in costruzione, con il gas naturale che nel 2007 ha raggiunto quasi il 54% del mix delle fonti primarie nella generazione elettrica.

**Siamo quindi in presenza di un parco "giovane", per di più sovrabbondante rispetto alle richieste. Il margine di riserva, infatti, che nel 2003 era l'11% (contro un valore ottimale indicato da TERN del 15%) è salito nel 2007 al 22% e sarà del 23% nel 2008.**

Anche per il medio-lungo termine lo scenario tendenziale indica un'ulteriore penetrazione dei cicli combinati (Figura 1).

**Figura 1 - Produzione lorda di energia elettrica per fonte (scenario tendenziale).**



<b>Tabella 1 - Valutazione del potenziale italiano per la generazione elettrica da rinnovabili.</b>				
	<b>2005</b>		<b>2020</b>	
<b>Electricity</b>	<b>Power (MW)</b>	<b>Energy (TWh)</b>	<b>Power (MW)</b>	<b>Energy (TWh)</b>
Hydro	17.325	36,00	20.200	43,15
Wind	1.718	2,35	12.000	22,60
Solar	34	0,04	9.500	13,20
Geothermal	711	5,32	1.300	9,73
Biomass, Landfill gas and Biological purification	1.201	6,16	2.415	14,50
Wave and tidal	0	0,00	800	1,00
Total	20.989	49,87	46.215	104,18

**In un mercato liberalizzato una siffatta situazione pone agli operatori problemi di ricupero degli investimenti fatti, rendendo di fatto improponibile per almeno un decennio significativi cambiamenti nel mix delle fonti, che non siano quelli finalizzati a soddisfare gli obiettivi fissati dall'Unione Europea per le fonti rinnovabili al 2020.**

In tema di fonti rinnovabili il governo italiano ha inviato a Bruxelles un *position paper* in cui indica il potenziale massimo di sviluppo delle energie rinnovabili. Per quanto concerne la generazione elettrica questo è sintetizzato nella Tabella 1.

A parte il contributo previsto da parte dei moti ondosi e delle maree, da diverse parti considerato irrealizzabile date le caratteristiche dei mari che circondano l'Italia, il maggior incremento in termini di apporto energetico è quello previsto per il solare (2020: 329 volte quello del 2005), che il *position paper* articola come segue:

- impianti fotovoltaici integrati negli edifici: 7.500 MW;
- centrali fotovoltaiche (impianti a terra): 1000 MW;
- solare termodinamico: 1000 MW.

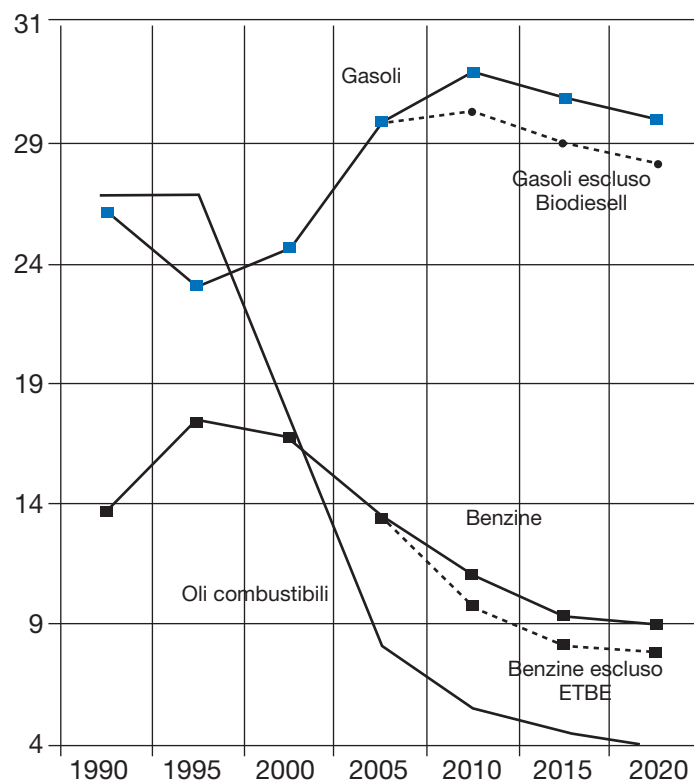
Mentre il primo dei tre obiettivi potrebbe essere raggiunto (corrisponde al miglior trend registrato a livello mondiale ed è coerente con le aspettative di crescita del settore ipotizzate dall'associazione europea dell'industria fotovoltaica, EPIA), il secondo presenta qualche difficoltà maggiore (si dovrebbero impegnare nelle regioni a maggiore insolazione circa 100 km<sup>2</sup> di territorio a meno di non passare a impianti a concentrazione), il terzo richiederebbe di installare 20 impianti da 50 MW nelle sole due regioni italiane dove la radiazione solare diretta è sufficientemente elevata (Calabria meridionale e Sicilia), occupando ciascuno almeno 100 ettari in zone dove vi è un'adeguata portata d'acqua per il condensatore (in pratica, date le caratteristiche delle due regioni, quasi solo in riva al mare): risultato alquanto opinabile.

In termini assoluti l'incremento maggiore dovrebbe invece essere fornito dall'eolico, mentre le biomasse sarebbero al terzo posto (previsione per alcuni osservatori considerata per difetto).

### 3.2 I prodotti petroliferi

Come in tutta l'Europa occidentale, la domanda italiana di petrolio è da anni stazionaria o, come accaduto nel 2006, in lieve diminuzione rispetto all'anno precedente (-1,1%). Entro questo dato complessivo si sta però verificando un fenomeno, anche questo generalizzato nei paesi sviluppati, di crescita della frazione di greggio impiegata nei trasporti: **al netto delle perdite e dei**

**Figura 2 - Domanda mercato interno dei principali prodotti petroliferi (milioni di tonnellate).**



**consumi di raffineria nel 2006 quasi il 68% del greggio è stata assorbito in Italia per soddisfare la mobilità di uomini e di beni:** questo, attraverso una crescita sostenuta dei consumi di gasolio (per la dieselizzazione del parco di autoveicoli) e una minore, ma continua diminuzione della domanda di benzina. Non siamo ancora all'81% degli Stati Uniti, ma la tendenza è inequivocabile, anche perché le altre voci più significative (olio combustibile, gasolio per riscaldamento, petrolchimica) sono tutte in calo; unica eccezione, in lieve aumento, la domanda di bitumi.

Questo trend è confermato dalle previsioni dell'Unione petrolifera, riportate in Figura 2, dove il decremento dopo il 2010 è dovuto a ipotesi assai drastiche di miglioramento dell'efficienza energetica e di contenimento del trasporto su strada. **Si pone pertanto un problema di modifiche nei processi di raffinazione, che accrescano la produzione dei componenti più volatili e riequilibrino il rapporto fra gasolio e benzina.** Con l'attuale mix produttivo, infatti, l'Italia è esportatore netto di benzine verso gli Stati Uniti e importatore netto di gasolio.

### 3.3 Il gas naturale

La domanda di gas naturale in Italia nel 2005 e 2006 è sintetizzata nella Tabella 2.

Come si vede, la domanda è in forte crescita per la produzione di energia elettrica e nel trasporto, anche se il mercato decremento negli usi civili sconta una stagione invernale particolarmente calda (che tuttavia potrebbe indicare il principio di un *trend* che, pur con oscillazioni di anno in anno, sarebbe determinato dall'effetto del riscaldamento globale). Sul medio - lungo periodo, l'andamento tendenziale del consumo di gas per generazione elettrica dovrebbe rimanere al rialzo, passando dai 32 miliardi di metri cubi del 2006 a 38 nel 2010 e a 45 nel 2015.

Dovrebbe essere in forte crescita anche il settore trasporti, che però sconta un livello di parten-

**Tabella 2 - Consumi di gas naturale per settore.**

<b>Milioni di standard metri cubi a 38,1 MJ/m<sup>3</sup></b>	<b>2006 Preconsuntivo</b>	<b>2005</b>	<b>var %</b>
Usi domestici e servizi	29.407	32.151	-8,5%
Industriale	19.645	20.569	-4,5%
Usi non energetici	1.200	1.212	-1,0%
Termoelettrico	32.522	30.647	6,1%
Agricoltura	210	207	1,4%
Autotrazione	500	465	7,5%
Consumi e Perdite	1.000	1.014	-1,4%
Totale consumi	84.484	86.265	-2,1%
Fonte: MSE			

**Tabella 3 - Situazione al 2015 allo stato attuale delle realizzazioni**

<b>Bilancio del gas naturale</b>	<b>2006</b>	<b>2010</b>	<b>2015</b>
Produzione nazionale	11,0	7	4
Importazioni (-Esportazioni) (A)	77,0	87	101
Variazioni stoccaggi	+3,5	-	-
Totale domanda	84,5	94	105
Capacità di importazione programmata (B)	88 (*)	103	103
da gasdotti (+potenziamenti Eni)	84(*)	91	91
da terminali (Panigaglia + Rovigo)	4	12	12
Margine capacità importazione (B/A)	+14%	+18%	+2%
(*) Situazione all'1/1/2007			

za molto basso. Viceversa si prevede un ruolo modesto per gli altri settori con un'ipotesi di incremento di circa l'1% medio annuo per il settore civile e di circa l'1,5% per il settore industriale.

Il settore civile potrebbe quindi passare da un consumo di gas naturale di oltre 29 miliardi di metri cubi del 2006 a 32 del 2010 fino a circa 34 nel 2015. Il settore industriale si prevede passi da un consumo di circa 20 miliardi di metri cubi del 2006 a 21 del 2010 fino a 23 nel 2015.

La Tabella 3 mette in evidenza che, con la situazione attuale degli approvvigionamenti e il completamento di iniziative già in fase realizzativa al 2015, il margine sarebbe minimo, tale cioè da non garantire la sicurezza degli approvvigionamenti. Peraltro la capacità dei terminali GNL in progetto porterebbe a una disponibilità aggiuntiva di gas dell'ordine di 80 miliardi di metri cubi all'anno, mentre le analoghe iniziative via gasdotto superano i 30 miliardi di metri cubi.

Le iniziative sono quindi numerose, ma sussistono molte difficoltà per la loro realizzazione, per lo più sotto il profilo autorizzativo, alle quali si aggiungono quelle di accettabilità sociale. Molti progetti GNL sono stati infatti localizzati in aree limitrofe e difficilmente potrà essere realizzato più di un terminale nella stessa regione, proprio per i motivi autorizzativi e di accettabilità "ambientale" da parte di tutti gli organi locali. In conclusione solo pochi terminali potrebbero essere realizzati, per lo meno nel breve termine.



### 3.4 Il carbone

Nel 2006 l'Italia ha utilizzato carbone per un totale di 17,37 Mtep, con un incremento del 4,6%, dovuto in larga misura alla riattivazione del carbonile della centrale elettrica di Brindisi Sud, che tuttavia continua a tenere il contributo del carbone di poco inferiore al 9%, confermando il ruolo modesto che questo combustibile ha nel sistema energetico del paese.

### 3.5 Le fonti rinnovabili per utilizzi non elettrici

Sempre con riferimento al *position paper* del governo italiano, le previsioni al 2020 sono le seguenti:

*Geotermico*: tenendo conto della possibile implementazione di nuove tecnologie (geoscambio), il potenziale stimabile corrisponde a circa 960.000 unità servite l'anno, dove l'unità servita è un volume pari a circa 300 m<sup>3</sup>, che corrisponde ad una abitazione per uso residenziale con un fabbisogno di calore equivalente a 1 Mtep per anno.

*Solare termico*: si è adottato lo scenario proposto da Assolterm, che ipotizza una diffusione della tecnologia pro/capite paragonabile a quella odierna austriaca. Da qui la stima di un mercato di 3,8 milioni di m<sup>2</sup> installati l'anno e 17,4 milioni di m<sup>2</sup> complessivamente entro il 2020, equivalenti a 1,12 Mtep.

*Biomasse*: si presuppone l'uso del 5% di tutti gli scarti non trattati potenzialmente disponibili sul territorio per il riscaldamento civile e si ipotizza un'efficienza media del 50%. Supposto che il 50% della nuova potenza installata sia cogenerativa e che il rendimento medio sia del 70%, si arriva pertanto a un potenziale pari a 9,32 Mtep.

*Biocarburanti*: alla luce dei trend di crescita dei consumi di carburanti per autotrazione, si ipotizza un consumo pari 40 Mtep al 2020. Per produrre 5,5 milioni di tonnellate necessarie per coprire il 10% dell'energia equivalente da biocombustibili (presupponendo l'introduzione della seconda generazione di biocarburanti), sarebbe dunque necessario dedicare una superficie agricola pari a 5 milioni di ettari, pari al 16,7% dell'intera superficie territoriale del paese e al 60% circa della superficie attualmente coltivata a seminativi.

Ricorrere alle importazioni è dunque inevitabile se vogliamo raggiungere un tale ambizioso obiettivo. L'Italia potrebbe produrre al massimo 800.000 - 1.000.000 tonnellate all'anno, dedicando per questo scopo una superficie agricola di circa 600.000 ettari, contro gli attuali 260.000, equivalente a 0,61 Mtep. Il documento ignora però le prospettive offerte dalla bioraffinazione di seconda generazione.

## 4. PRINCIPALI RISPOSTE RICHIESTE DAL SISTEMA ITALIA IN TERMINI DI INNOVAZIONI ENERGETICHE

Per un sistema energetico come quello italiano, gli obiettivi europei di riduzione del 20% delle emissioni al 2020, nella prospettiva di una riduzione concordata con tutti i paesi, anche quelli in via di sviluppo, del 50% entro il 2050, rappresentano una sfida difficile da sostenere, tenuto conto dei paralleli obiettivi vincolanti: le fonti rinnovabili di energia dovranno fornire il 20% del fabbisogno energetico in Europa al 2020, il ricorso ai biocarburanti nel settore dei trasporti in misura di almeno il 10% sempre al 2020, mentre alla stessa data l'efficienza energetica dovrà essere migliorata del 20%.

Per l'Italia si tratta di impegni molto onerosi e complessi, in particolare sarà necessario un taglio di circa il 33% delle emissioni di anidride carbonica tenendo conto che negli anni scorsi le

nostre emissioni sono salite del 13% rispetto ai valori di riferimento 1990. È quindi necessario prevedere la capacità di eliminare un terzo dei gas serra nei prossimi tredici anni, obiettivo perseguibile con un incremento dell'efficienza energetica e la decarbonizzazione progressiva del mix di fonti energetiche utilizzate.

Per il primo obiettivo le principali linee di intervento riguardano:

- centrali termoelettriche;
- cogenerazione;
- generazione distribuita;
- macchine di trasformazione energetica di nuova generazione;
- reti di trasporto e distribuzione;
- tecnologie per l'efficienza dei consumi finali.

Il secondo obiettivo, decarbonizzazione progressiva del mix di fonti energetiche utilizzate, può essere conseguito attraverso più strade in parallelo, sia con un maggior ricorso alle fonti rinnovabili sia mediante l'utilizzo di combustibili a più elevato contenuto di idrogeno. Collegabili a questo ultimo filone sono le tecnologie di sequestro della anidride carbonica sia per via indiretta (stoccaggio nel sottosuolo) sia per via diretta (biologica e/o chimica).

Questo panorama è condiviso da tutti gli esperti del settore, anche se le previsioni divergono sulla dinamica temporale dei contributi delle varie tecnologie.

Mentre per i grandi impianti elettrici la situazione italiana è tale da escludere la possibilità di crescita di nuove attività produttive, diverso è il discorso per gli impianti di piccola generazione (o cogenerazione) e loro componenti, dove già esiste un tessuto produttivo e di servizi che può crescere in funzione delle specifiche politiche e normative.

Un discorso analogo vale per le macchine di trasformazione energetica di nuova generazione, i cui tipici esemplari sono la microturbina (a breve termine) e le celle a combustibile (in una prospettiva più lunga), a cui è strettamente collegato lo sviluppo di attività per produzione, trasporto, stoccaggio dell'idrogeno.

Nel settore delle reti, l'Italia ha un centro di eccellenza (CESI Ricerca) nel campo delle *smart grid*, oltre tutto collegato a una serie di laboratori universitari e imprese, in grado quindi di offrire il know-how richiesto per rispondere alle problematiche indotte dallo sviluppo della generazione distribuita, in particolare quando alimentata da fonti rinnovabili.

Per l'efficienza negli usi finali sarà possibile fornire una risposta adeguata, con la corrispondente crescita di attività produttive e di servizio soltanto attraverso:

- uno sviluppo efficace della comunicazione diffusa, dove un ruolo importante va giocato da piccole strutture in grado di eseguire l'*energy audit* nelle piccole imprese;
- informazione, incentivi fiscali e loro semplificazione burocratica nel caso dei consumi domestici e commerciali (in Italia il 35% circa della domanda di energia riguarda la climatizzazione degli edifici).

Dato il grande sviluppo dei cicli combinati, non è pensabile una maggiore decarbonizzazione fondata sulla crescita dell'uso del gas naturale oltre quella già prevedibile per l'incremento degli impianti basati su tale tecnologia. Pare viceversa essenziale diversificare l'approvvigionamento di gas, soprattutto mediante il ricorso esteso al GNL.

Poiché per il momento non appare fattibile il ricorso al nucleare, che comunque richiederebbe un tempo ben superiore a quello di qui al 2020 per fornire ritorni significativi in termini di decarbonizzazione, il ricorso accelerato alle fonti rinnovabili rappresenta una scelta obbligata.

Anche per il basso livello di partenza, il ricorso a impianti ibridi solare-gas per la produzione



di acqua calda e, in prospettiva, per la climatizzazione estiva va incentivato al massimo. Oltre tutto il livello tecnologico medio di queste strutture consentirebbe un notevole sviluppo di attività manifatturiere, di installazione e di manutenzione.

Tecnologicamente più complessi, ma relativamente semplici da installare, i sistemi fotovoltaici dovrebbero ragionevolmente avere uno sviluppo altrettanto sostenuto, generando auspicabilmente qualche attività produttiva, certamente attività di installazione e di manutenzione.

Il prevedibile sviluppo dell'eolico, con l'eccezione del mini, avrà ricadute produttive molto modeste, dato il ritardo dell'industria manifatturiera nazionale in questo settore, a meno che si investa fortemente e da subito nello sviluppo di impianti eolici ad alta quota, che potrebbero diventare una tecnologia made in Italy con grosse opportunità di esportazione.

Viceversa l'utilizzo delle biomasse per usi energetici non solo è destinata a tassi di crescita probabilmente superiori a quelli previsti, ma dispone di un vivace tessuto produttivo sia nella realizzazione dei componenti più importanti (caldaie, ma anche turbine per ORC) sia per la produzione di biomasse con tecniche di *Short Rotation Forestry*, anche diversificando rispetto alla situazione attuale, dove i cloni commercialmente disponibili sono praticamente solo quelli di pioppo.

Per quanto concerne i biocarburanti, la situazione del territorio italiano oggi limita fortemente il loro sviluppo, in attesa della disponibilità di bioraffinerie di seconda generazione, presumibilmente ravvicinata nel caso del bioetanolo, più dilazionata per il biodiesel.

Va infine fornito il necessario supporto alla sperimentazione di modalità a costo contenuto per la cattura e il sequestro della CO<sub>2</sub>, avendo occhio non solo al potenziale mercato italiano, ma anche, e soprattutto, a quello di paesi come India e Cina.



---

PARTE PRIMA

# TECNOLOGIE PRIORITARIE PER L'ENERGIA

## 5. CRITERI DI INDIVIDUAZIONE DEI FILONI DI INNOVAZIONE DI INTERESSE GENERALE

### 5.1 I driver dell'innovazione

I principali fattori che pilotano l'innovazione energetica in Italia sono in larga misura comuni alla maggior parte degli altri paesi europei, anche se con accentuazioni e diversificazioni specifiche. La diversificazione rispetto alle fonti tradizionalmente utilizzate, innanzi tutto.

Con la rinuncia al nucleare, sancita con un voto del parlamento nel 1989, ma di fatto decisa dai referendum del 1987, la presenza italiana nel settore si è di fatto ristretta alle attività di *decommissioning* e di smaltimento dei rifiuti radioattivi. Anche la recente ripresa di interesse per questa tecnologia sembra da parte di molti proiettata esclusivamente sul lunghissimo termine (reattori di quarta generazione), ma anche chi sostiene il cosiddetto modello finlandese (consorzio di consumatori che attraverso la garanzia decennale di acquisto dell'energia renda fattibile il *project financing* di un impianto di terza generazione) deve fare i conti con un paese dove è arduo realizzare localizzazioni energetiche molto meno impegnative. Difficile, quindi, prefigurare mutamenti significativi a livello produttivo.

Ad esempio, fra le diversificazioni più praticabili, il ricorso al GNL in alternativa al gasdotto, sta incontrando difficoltà e rallentamenti nella realizzazione dei terminali, ritardi che non solo rischiano di comprometterne l'esito (eccessivi ritardi potrebbero produrre la paradossale situazione di rigassificatori terminati in concomitanza con una possibile scarsità di offerta di GNL), ma in tutta evidenza non stimolano lo sviluppo di indotti produttivi.

Anche il ricorso alle fonti rinnovabili, per anni contrapposto all'uso dell'energia nucleare, ha paradossalmente perso slancio proprio negli anni successivi alla moratoria nucleare, e si è ripreso solo di recente, essenzialmente nel tentativo di fare fronte agli impegni assunti con l'Unione Europea.

Come è avvenuto in altri ambiti, anche per molti temi energetico-ambientali l'Europa si sta rivelando di fatto il motore di decisioni che autonomamente il paese sembra incapace di prendere. Così è stato nei secondi anni '80 per i vincoli posti alle emissioni inquinanti e l'introduzione delle procedure di valutazione dell'impatto ambientale. Così è ora per la promozione delle fonti rinnovabili e dell'efficienza energetica. L'entrata in vigore nel febbraio 2005 del protocollo di Kyoto a seguito della ratifica russa ha infatti dato valore legale all'impegno italiano di riduzione delle emissioni di gas serra, determinando nel nostro paese un'accelerazione politica e operativa.

L'orientamento europeo a definire in tempi brevi obiettivi al 2020 che, anche se non dovessero combaciare esattamente con le proposte iniziali (contributo del 20% all'offerta energetica da rinnovabili, +20% di efficienza energetica, -20% nelle emissioni climalteranti), saranno comunque molto impegnativi, per di più con penalizzazioni economiche proporzionate al mancato raggiungi-

mento dei risultati, non potrà che rafforzare l'impegno del paese nel settore delle fonti rinnovabili e dell'efficienza energetica. Analoghi effetti, anche se con impatto meno certo, possono avere altre iniziative europee, che hanno dato vita a piattaforme tecnologiche relative a:

- idrogeno e celle a combustibile;
- fotovoltaico;
- carbone pulito;
- smart grid;
- biocarburanti.

Anche altre piattaforme tecnologiche includono potenziali driver di innovazione energetica: si pensi, per esempio, all'obiettivo di ridurre i consumi di carburante della piattaforma "aeronautica" o di realizzare edifici ecoamichevoli della piattaforma "costruzioni". Driver all'innovazione più specifici possono infine venire da esigenze settoriali relative all'*upstream* e al *downstream* nel comparto degli idrocarburi. Nei paragrafi seguenti verrà esaminato l'effettivo potenziale di innovazione presente nel nostro paese.

## 5.2 Le fonti rinnovabili

*Eolico* - Il mercato mondiale dei grandi aerogeneratori è oramai dominato da alcuni grandi costruttori esteri, uno dei quali, la danese Vestas, produce direttamente anche in Italia nel suo stabilimento di Taranto. Inoltre la mappa eolica del nostro paese non consente di prevedere installazioni complessive *on-shore* di *wind farm* di molto superiori ai 10 GW, il che costituisce un ulteriore disincentivo a investimenti produttivi nel settore. Di conseguenza, anche nello sviluppo di grandi macchine (5 MW cadauna), il cui utilizzo è destinato a installazioni *off-shore*, il nostro paese ha accumulato uno svantaggio tale da far ritenere improbabile qualsiasi ipotesi di recupero.

L'unica possibilità di recuperare il terreno perduto risiede nello sviluppo su scala industriale di soluzioni tecnologiche radicalmente diverse da quelle oggi offerte dai grandi produttori internazionali. Qui l'Italia ha una carta potenzialmente importante da giocare (vedi paragrafo 6.7).

Viceversa il settore delle piccole macchine (minieolico e microeolico) può ancora offrire buone prospettive, in quanto più di recente ha raggiunto la maturità industriale, è producibile in serie e in Italia può avere un mercato numericamente abbastanza ampio (vedi paragrafo 6.7).

*Fotovoltaico* - Si tratta di tecnologie in rapidissima evoluzione, dove in Italia esistono buone competenze all'ENEA e in alcuni dipartimenti universitari. A seguito dell'approvazione del D.M. del 19.02.07, che ha semplificato e migliorato i preesistenti strumenti di incentivazione, si sta creando un mercato di dimensioni sufficienti ad attivare sviluppi produttivi (paragrafo 6.2). Altrettanto promettente sembra il solare FV a concentrazione, anche per l'impegno un corso da parte di più soggetti, a livello sia industriale che di ricerca (paragrafo 6.3).

*Biomasse* - Gli attuali sistemi di incentivazione (possibilità di ricorrere al conto energia sotto il MW elettrico, valore elevato dei certificati verdi sopra il MW) stanno producendo un vero e proprio boom della generazione elettrica e termica mediante combustione di biomasse. La presenza in Italia di capacità di ingegneria, manifatturiere e nel settore della *Short Rotation Forestry* forniscono basi sufficienti per ulteriori sviluppi produttivi in tutti i suddetti comparti (paragrafo 6.5).

*Solare termodinamico* - L'Italia è da diversi anni attiva con un programma di R&S portato avanti da ENEA in collaborazione con ENEL, nel cui quadro è prevista la realizzazione di un primo impianto dimostrativo associato con la centrale termoelettrica di Priolo. Per il momento è difficile prevedere il coinvolgimento a breve-medio termine di soggetti diversi da quelli anche a livello manifatturiero già impegnati da tale programma.

*Solare termico* - Si tratta di produzioni da considerarsi sostanzialmente già mature, il cui sviluppo industriale è ormai dettato dalle normali logiche e dinamiche di mercato. Unica eccezione significativa, quella rappresentata dai collettori sottovuoto, dove sono ancora presenti potenzialità di innovazioni incrementali e la situazione di un mercato relativamente giovane offre margini per lo sviluppo di attività industriali innovative.

*Reti elettriche* - L'inserimento in rete di impianti di generazione per motivi di diversa natura non governabili dal normale sistema di dispacciamento (fonti rinnovabili aleatorie, cogenerazione il cui esercizio è definito dalla domanda termica) pongono problemi radicalmente nuovi per la gestione delle reti elettriche, in particolare di quelle di distribuzione. Come verrà dettagliato nel paragrafo 6.12, si aprono quindi opportunità per i comparti attivi nel settore della sensoristica, della trasmissione dati e dello sviluppo di software dedicato.

*Biocarburanti* - Secondo molti esperti quasi tutti i biocarburanti utilizzati oggi producono poco meno (alcuni affermano “poco più”) gas serra di quelli tradizionali, se si tiene conto dell'intero ciclo di produzione di questi combustibili. Poiché tutte le critiche si appuntano sostanzialmente sulla messa a cultura di terreni per produzioni agricole destinate alla trasformazione in biocarburanti, le prospettive di sviluppo di queste filiere sembrano correlate alla ricerca di processi produttivi in grado di utilizzare materie prime diverse, come sostanze ligneocellulosiche ricavate in modo ambientalmente ed energeticamente sostenibile (si veda paragrafo 6.6).

### **5.3 L'efficienza energetica**

Le motivazioni a favore di un uso razionale dell'energia elettrica sono molteplici: contenere per quanto possibile i consumi di fonti energetiche non rinnovabili, in particolare del petrolio, evitare l'eccessiva costruzione di nuovi impianti di generazione e, obiettivo che assume particolare rilevanza oggi, mitigare l'impatto ambientale, soprattutto il riscaldamento globale del pianeta.

L'obiettivo di una maggiore efficienza elettrica può essere conseguito sia aumentando il rendimento della generazione, sia riducendo le perdite di trasporto e distribuzione, sia con interventi che incentivino un uso più razionale dell'elettricità da parte dei consumatori.

Le prospettive di innovazioni - che non siano il “naturale” miglioramento dell'efficienza di macchine, impianti, sistemi di trasporto - riguardano principalmente lo sviluppo di impianti di cogenerazione/trigenerazione (paragrafo 6.9) e l'efficienza negli utilizzi finali dell'energia elettrica (paragrafo 6.10), come confermano studi recenti della Confindustria e del Politecnico di Milano.

### **5.4 Celle a combustibile**

Le celle a combustibile sono composte da due elettrodi in materiale poroso, separati da un elettrolita, al cui interno si produce energia elettrica attraverso un processo elettrochimico, che utilizza un combustibile (idrogeno) e un ossidante (ossigeno o aria) provenienti dall'esterno. Gli elettrodi fungono da siti catalitici per le reazioni di cella che consumano fondamentalmente idrogeno e ossigeno, con produzione di acqua e passaggio di corrente elettrica nel circuito esterno. L'elettrolita ha la funzione di condurre gli ioni prodotti da una reazione e consumati dall'altra, chiudendo il circuito elettrico all'interno della cella a combustibile.

Le celle a combustibile presentano le seguenti caratteristiche:

- in linea di principio possono utilizzare una vasta gamma di combustibili primari: metanolo, gas naturale, gas di sintesi (prodotto da combustibili liquidi, dalla gassificazione del carbone o delle biomasse) come fonte di idrogeno (o in alternativa);
- sono modulari, il che permette di accrescere la potenza installata all'aumentare della domanda

di energia elettrica, con potenziali risparmi sul piano economico-finanziario e tempi di costruzione che possono risultare notevolmente ridotti;

- la loro efficienza è quasi indipendente dal carico e dalle dimensioni dell'impianto. Il rendimento è infatti poco sensibile alle variazioni del carico elettrico, diversamente da quanto avviene con gli impianti convenzionali; in pratica possono funzionare fra il 30 e il 100% di carico senza consistenti perdite di efficienza. Il rendimento è inoltre indipendente dalla potenza installata entro un ampio intervallo di potenza, mentre negli impianti tradizionali il rendimento diminuisce al decrescere della taglia;
- hanno un ridottissimo impatto ambientale (anche acustico), che consente di collocare gli impianti in aree residenziali, rendendo il sistema particolarmente adatto alla cogenerazione distribuita.

Le prospettive di impianti cogenerativi equipaggiati con celle a combustibile sono però di lungo periodo e dipenderanno essenzialmente dalla loro capacità di garantire una sufficiente affidabilità e costi competitivi. Ancora più distanti, secondo un autorevole studio commissionato dal DOE, sono quelle relative al loro utilizzo per il trasporto, in sostituzione dei motori endotermici. Dato il loro livello di sviluppo, molto probabilmente le prime applicazioni su scala significativa di celle a combustibile in impianti di cogenerazione utilizzeranno quelle a carbonati fusi. Tuttavia le prospettive per la soluzione di molti problemi energetico-ambientali offerte dalla disponibilità di celle a combustibile affidabili e a costo contenuto hanno stimolato anche in Italia lo sviluppo di diverse iniziative di ricerca e produttive, che si sono affiancate alla tradizionale attività in materia portata avanti da un paio di imprese e da alcuni centri di ricerca.

In altri termini, anche sotto la spinta della Piattaforma Tecnologica europea, ma spesso soprattutto per convincimento proprio dei soggetti che vi operano, si è già costituito un "mercato" delle celle a combustibile in cui grandi produttori (si pensi alle case automobilistiche) e piccole imprese determinano reciproche dinamiche di domanda/offerta che coinvolgono anche università e centri di ricerca.

## 5.5 Combustibili fossili

Per quanto concerne le innovazioni nell'*upstream* e *downstream* di petrolio e gas, menzionate nel capitolo 2, va sottolineato che in quasi tutti i casi si tratta di attività strettamente connesse con gli obiettivi di grandi gruppi nazionali (ENI) o internazionali (Nuova Pignone del gruppo General Electric), quindi difficilmente replicabili altrove. Lo stesso genere di considerazioni vale per lo sviluppo di tubazioni in grado di consentire l'estrazione di petrolio e gas in condizioni ambientali estreme, comparto in cui in Italia è attivo il secondo fornitore mondiale, con notevoli capacità di sviluppo interno delle innovazioni.

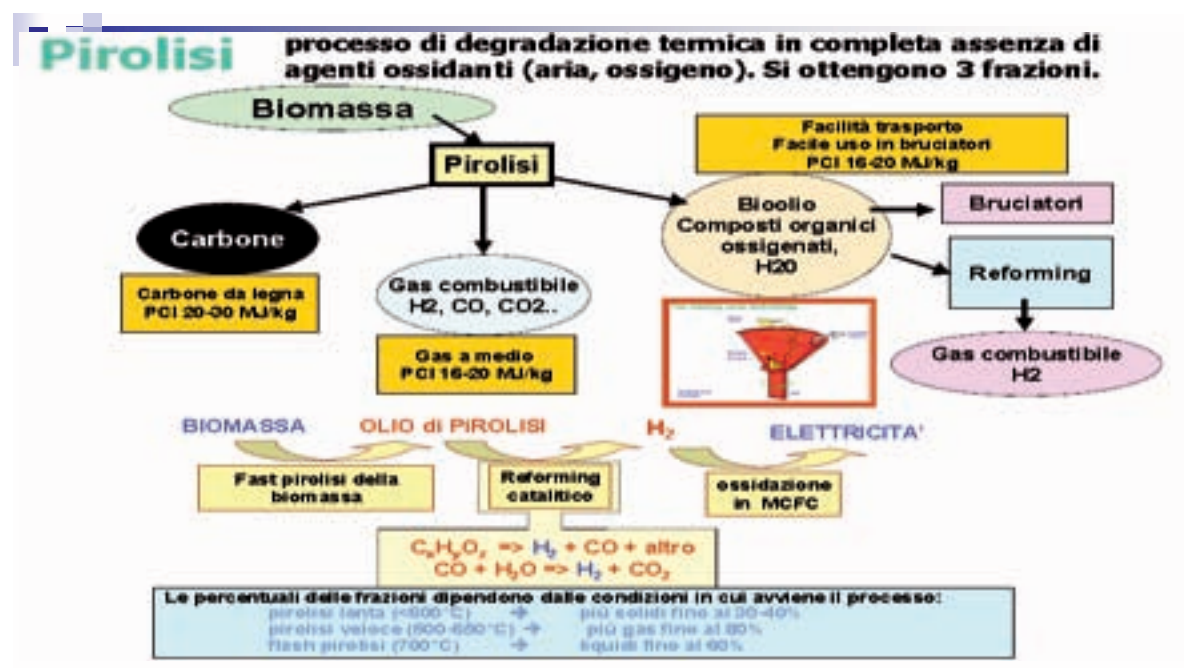
Fa in parte eccezione il processo GTL, per la conversione di gas naturale in larga misura in gasolio, dove naturalmente è attiva l'ENI, ma lo stato dell'arte e le prospettive di mercato consentono ancora la partecipazione almeno sussidiaria al business da parte di altre imprese (paragrafo 6.1).

Spazio per iniziative a elevato tasso di innovazione sussistono invece per la fornitura dei beni e servizi richiesti dai programmi di cattura e stoccaggio della CO<sub>2</sub>, nel prossimo decennio destinati a moltiplicarsi e crescere di dimensioni (paragrafo 6.11).

## 5.6 Processi di produzione di gas

La gassificazione diretta di composti solidi (carbone, biomasse) in presenza di vapor d'acqua consente di produrre gas sintetici (*syngas*), nella cui composizione entrano CO, idrogeno, metano, CO<sub>2</sub>.

Figura 3 - Schema del processo di Pirolisi.



Anche il processo di pirolisi, con il quale si realizza la degradazione di materiale organico a elevata temperatura in assenza di agenti ossidanti, fra i diversi *output* annovera il syngas (Figura 3).

A parte l'utilizzo diretto del *syngas*, questi processi di gassificazione consentono, separandolo, di mettere a disposizione significative quantità di idrogeno in alternativa al più diffuso *reforming* del gas naturale.

## 6. TECNOLOGIE PRIORITARIE DI INTERESSE GENERALE

### 6.1 Processi Gas-to-liquid (GTL)

#### *Le problematiche tecnologiche*

Il processo di trasformazione di gas naturale in combustibile liquido è una variante del processo *Fischer-Tropsch*, che venne utilizzato su scala industriale dalla Germania per ricavare carburante dal carbone sin dagli anni trenta.

Nella versione GTL esso si svolge in tre stadi:

- *reforming*: il gas naturale reagisce con ossigeno in condizioni tali da produrre un gas di sintesi costituito da una miscela di idrogeno e monossido di carbonio in proporzioni predeterminate;
- *intesi Fischer-Tropsch*: in un reattore dove il catalizzatore è a base di cobalto e ferro, il gas di sintesi viene convertito in catene di idrocarburi paraffinici;
- *upgrading del prodotto*: mediante *idrocracking* le catene di idrocarburi paraffinici vengono spezzate, ottenendo così una serie di prodotti finali.

Fra i prodotti finali si trovano in quantità rilevanti carburanti, come *jet fuel*, ma soprattutto il gasolio. Poiché l'opzione GTL viene presa in considerazione quando il gas è estratto a distanze troppo elevate per poter essere trasportato tal quale in modo economico fino alle potenziali utenze, essa va confrontata con l'ipotesi alternativa di liquefazione del gas (GNL).



Sotto il profilo tecnico la valutazione di norma si basa sul confronto fra le rispettive *carbon efficiency* (CE) e *thermal efficiency* (TE).

La CE misura la capacità del processo di utilizzare gli atomi di carbonio presenti nel gas naturale per realizzare i prodotti finali; essa indica pertanto anche la capacità di minimizzare la produzione di anidride carbonica. La CE si colloca attualmente intorno al 77% per il processo GTL e al 92% per il processo GNL.

La TE misura la frazione dell'energia presente nel gas naturale che il processo riesce a trasferire nei prodotti finali: per il processo GTL è tipicamente il 60% circa, mentre per il processo GNL si arriva al 92%. Il divario in termini di CE e TE fra i due processi è evidente. Non a caso le attività di R&S relative al GTL mirano a portare la CE al 90% e la TE al 73% entro i prossimi dieci anni. Poiché nel caso del GNL occorre mettere nel conto anche i cali della TE provocati dal trasporto e dalla successiva rigassificazione, il raggiungimento dei due obiettivi suddetti renderebbe le due efficienze non dissimili in entrambi i processi.

Va tuttavia sottolineato che il gasolio ricavato dal processo GTL è praticamente privo di zolfo, mentre notevolmente ridotte rispetto a quelle dei gasoli tradizionali sono le emissioni di HC, CO, NO<sub>x</sub> e PM, tutte proprietà che lo renderanno sempre più attraente in un contesto dove i limiti alle emissioni automobilistiche diventano sempre più stringenti.

### ***Le potenzialità di sviluppo delle tecnologie GTL***

Le potenzialità di sviluppo del GTL sono innanzi tutto dipendenti dall'andamento dei prezzi del petrolio e dei prodotti petroliferi e dal divario fra questi e il prezzo del gas naturale, che nell'ultimo anno a parità di potere calorifico è risultato mediamente più basso, talvolta di non poco, rispetto a quello del greggio.

In secondo luogo dipenderanno dai costi effettivi di investimento e di esercizio degli impianti e dalle prestazioni reali di questi ultimi.

Sulla carta già con le attuali quotazioni del greggio e dei prodotti petroliferi il gasolio derivante da GTL potrebbe risultare competitivo con quello tradizionale, per lo meno in Europa, dove la crescita delle vetture Diesel, significativamente superiore a quella delle auto a benzina, sta già creando tensioni sul mercato del gasolio per trazione (oggi l'Europa è esportatrice netta di benzine verso gli Stati Uniti e importatrice netta di gasolio, soprattutto dalla Russia).

In pratica, però, la realizzazione di impianti GTL sta incontrando grosse difficoltà per l'aumento dei costi rispetto alle previsioni, i ritardi costruttivi e il ridimensionamento dell'output produttivo. Emblematici di questo stato di cose sono i due progetti avviati in Qatar (uno, di piccole dimensioni, basato sulla tecnologia della ditta sudafricana Sasol, è già in funzione, ma con una produzione che è meno della metà di quella prevista).

Il costo del progetto della Shell è oggi stimato fra 12 e 18 miliardi di dollari, cioè due-tre volte il preventivo del 2003. Quello del progetto Exxon Mobil da 7 miliardi di dollari è salito 12-14 miliardi, mentre la data della sua entrata in servizio sta scivolando dal 2011 al 2012 o, più probabilmente, al 2013. Tuttavia il rilevante impegno tecnico e finanziario da parte di importanti *major* (partner dell'impianto già in funzione in Qatar è la Chevron) sta a indicare un forte interesse per la tecnologia GTL, che trova conferma in Italia, dove il gruppo ENI ha completato l'attività di ricerca su un impianto pilota collocato presso la raffineria di Sannazzaro.

Le prospettive di sviluppo industriale del processo GTL in Italia sembrano quindi legate alle decisioni strategiche che in materia il gruppo ENI vorrà prendere.

D'altronde l'impegnativo coinvolgimento del gruppo nel settore del gas porta a presumere che difficilmente potrà in futuro restare del tutto assente dai prevedibili sviluppi di questa innovativa produzione di gasolio e *jet fuel*.



### ***Le potenzialità di mercato***

Esiste oramai un ampio consenso sulla tendenza di lungo periodo all'aumento dei prezzi del petrolio. Difficoltà crescenti nella sostituzione delle riserve utilizzate, ricerca di nuovi pozzi in zone ambientali sempre ostili (siano essi regioni climaticamente estreme o maggiori profondità marine), tendenza dei paesi produttori a non esaurire troppo in fretta una risorsa così preziosa per il loro futuro, per non parlare delle ricorrenti instabilità geopolitiche in molte delle regioni da dove si estrae il petrolio, sono tutte condizioni che spingono in tal senso.

A tutto ciò si aggiunge la crescita continua della frazione del barile destinata alla produzione di carburanti: il trasporto, e in misura minore la petrolchimica, sono infatti i due settori dove, per il momento, le alternative ai derivati del petrolio sembrano aspirare al massimo a un ruolo non marginale. L'esigenza di trasformare in benzine e gasoli frazioni crescenti del petrolio estratto, indipendentemente dalla sua composizione, richiederà pertanto processi di raffinazione più complessi e costosi, come quello denominato EST (*Eni Slurry Technology*), messo a punto dall'ENI, che è in grado di trasformare qualsiasi greggio, anche molto pesante, esclusivamente in carburanti per autotrazione.

Infine, le crescenti preoccupazioni ambientali obbligheranno a depurare in modo sempre più spinto i carburanti da impurità potenzialmente inquinanti, con ulteriori penalizzazioni economiche. Tutto sembra insomma prefigurare un futuro di competitività per il GTL, la cui presumibile produzione massima difficilmente potrà in un futuro prevedibile superare il 10% del fabbisogno mondiale di gasolio per autotrazione, per cui non dovrebbero sussistere problemi a trovargli una adeguata collocazione sul mercato.

## **6.2 Tecnologie fotovoltaiche**

### ***Le opzioni tecnologiche disponibili***

Dopo circa quindici anni dal suo effettivo decollo il mercato degli impianti fotovoltaici (FV) è ancora dominato dalle tecnologie di prima generazione, il cui componente base è il modulo di silicio monocristallino o policristallino.

Questa persistente egemonia è dovuta ai miglioramenti realizzati nel corso degli anni in tutte le fasi del processo produttivo che, come è noto, si basa sul taglio di fette (denominate "wafer") da un lingotto di silicio iperpuro: opportunamente drogati e lavorati, i wafer vengono quindi trasformati nelle celle FV, a loro volta successivamente assemblate in moduli, che rappresentano il componente fisicamente messo in vendita. In particolare per ridurre i costi lo spessore dei wafer è stato ridotto da circa 300  $\mu\text{m}$  a circa 200  $\mu\text{m}$  e si punta ad arrivare per il 2010 a 150  $\mu\text{m}$ .

Anche gli sfridi durante la predisposizione dei wafer stanno scendendo grazie alla sostituzione del taglio dei wafer meccanico con quello laser. Malgrado queste innovazioni, i moduli di silicio monocristallino e policristallino hanno un costo di produzione, di cui circa il 35-40% è tuttora addebitabile ai wafer, con una quota consistente dovuta agli sfridi, la cui entità è dello stesso ordine di grandezza del silicio utilizzato nelle celle.

Alla capacità competitiva dei moduli monocristallino e policristallini ha contribuito anche la crescita delle rispettive efficienze di conversione dell'energia solare in energia elettrica, oramai fra il 13% e il 15%. Il driver di questi sviluppi innovativi è l'abbassamento dei costi di produzione, per rendere gradualmente il FV competitivo e ridurre altrettanto gradualmente, ma con continuità, il finanziamento pubblico che attualmente regge la domanda, fino ad azzerarlo.

Ciò può essere conseguito parzialmente attraverso innovazioni incrementali che possono riguardare sia i processi produttivi che i materiali convenzionali utilizzati, ma fondamentalmente con l'aumento dell'efficienza dei moduli e la riduzione dei quantitativi di semiconduttori costosi.

L'unica alternativa al silicio cristallino, oggi disponibile commercialmente, che con innovazioni più radicali punta al medesimo obiettivo, è quella dei moduli a film sottili, i quali utilizzano in quantità minime semiconduttori ad alto costo. La soluzione più diffusa utilizza il silicio amorfo che, malgrado la modesta efficienza (intorno al 7%), richiedendo un quantitativo di silicio *solar grade* per unità di superficie pari a circa un centesimo di quello presente nei moduli a silicio monocristallino o policristallino, riesce ad avere un costo per unità di potenza inferiore. Da qualche mese viene offerto commercialmente anche il cosiddetto modulo “tandem”, costituito da due strati di silicio amorfo e di silicio microcristallino, la cui efficienza è intorno al 10%.

Altre soluzioni a film sottile si basano su materiali come il Tellururo di Cadmio (CdTe) e, meno frequentemente, il Diseleniuro di Rame e Indio (CIS, CIGS nel caso di aggiunta di Gallio).

Caratteristica comune a tutte le tecnologie a film sottili è la produzione diretta dei moduli, senza passare attraverso le fasi preliminari richieste dalla produzione di moduli FV a silicio cristallino.

### ***Lo sviluppo della tecnologia fotovoltaica (FV)***

Fra le nuove tecnologie energetiche la FV è quella in più forte espansione (crescita media annua intorno al 35-40%) grazie naturalmente alle forti incentivazioni che riceve in molti paesi per il suo tuttora elevato potenziale di innovazione tecnologica, con le conseguenti ricadute sui costi: finora, per l'effetto congiunto dei miglioramenti di efficienza e di incremento dei volumi produttivi, il costo dei moduli è diminuito del 20% a ogni raddoppio della produzione su scala mondiale.

L'attuale destinazione dominante del FV (75-80%) è negli edifici (principalmente sui tetti, ma non solo), che innanzitutto consente di evitare l'occupazione di superfici rilevanti al suolo (scelta penalizzante anche sotto il profilo dei costi). In tal modo si ha altresì un risparmio nelle strutture di supporto. Inoltre è possibile un'integrazione parziale o totale nella struttura edilizia, in quest'ultimo caso consentendo di risparmiare i costi dei materiali sostituiti. Infine con l'integrazione negli edifici si realizza una maggiore efficienza energetica, in quanto si evitano le perdite di energia dovute al trasporto e alla distribuzione, dato che l'energia elettrica viene in larghissima parte utilizzata nello stesso luogo in cui viene prodotta.

Secondo le previsioni di un'autorevole banca svizzera, la potenza FV installata in Italia crescerà da 42 MW nel 2007 a 491 MW nel 2010, per raggiungere circa 3000 MW nel 2012, mentre su scala mondiale si passerà da 3373 MW nel 2007 a 10.075 MW nel 2010, per arrivare 22.525 MW nel 2012. Oggi la domanda viene in larghissima misura coperta da moduli a silicio cristallino, ma, secondo la maggior parte delle previsioni, i moduli a film sottile, nel 2007 intorno al 7%, dovrebbero portare in non più di cinque anni al 20% la propria quota di mercato.

Sempre secondo la medesima fonte, l'Italia, grazie alla notevole insolazione, sarà uno dei primi paesi (con la California e la Spagna) in cui il costo del kWh prodotto da un impianto FV eguaglierà per il privato cittadino che lo ha installato il prezzo dell'energia elettrica erogato in modo tradizionale dalla rete: tenendo conto dei presumibili incrementi nei costi dei combustibili fossili, questa circostanza potrebbe verificarsi già nei primi anni del prossimo decennio. Entro il 2020 si prevede il raggiungimento di analoghi risultati anche in paesi meno favoriti in termini di irraggiamento solare, consentendo pertanto di azzerare dovunque le forme di incentivazione, che attualmente garantiscono lo sviluppo del FV a ritmi sostenuti.

Le prospettive del mercato nazionale e internazionale offrono pertanto spazio per iniziative imprenditoriali che vadano al di là della sola installazione di moduli fotovoltaici acquistati da fornitori esteri. Una conferma in tal senso viene dal numero di proposte (125) per l'avvio di attività industriali nel settore FV, presentate al Ministero per lo sviluppo economico in risposta al “*call for ideas*” per il settore “Efficienza energetica” nel quadro del programma “Industria 2015”.

### ***Prospettive delle diverse attività connesse col FV***

Anche se le proposte fornite al “*call for ideas*” variano lungo tutto l’arco delle opzioni tecnologiche sufficientemente consolidate (e in più di un caso vanno oltre, proponendo obiettivi difficilmente o per nulla traducibili in realtà produttive in un numero di anni ragionevolmente contenuto), le opzioni con prospettive di successo sembrano obiettivamente più limitate.

Va innanzi tutto sottolineato che il comparto del FV a silicio cristallino è da considerarsi oramai relativamente maturo. I nuovi entranti devono quindi fare i conti con una concorrenza che - per esperienza acquisita, volumi produttivi, presenza pregressa sui mercati - parte da livelli di costi non facilmente raggiungibili da chi parte da zero. Questa considerazione non vale però nello stesso modo per le diverse fasi produttive richieste per arrivare al modulo FV di silicio cristallino.

La prima fase è quella relativa alla realizzazione del lingotto di silicio iperpuro (denominato *Polysilicon*), dove si stima che sia prodotto all’incirca il 40% della catena del valore. Il numero di aziende di qualche rilievo attive in questo specifico ambito sono pochissime, anche perché si tratta il processo produttivo fortemente *energy intensive*, per cui il costo del *Polysilicon* è in misura rilevante influenzato dal costo dell’energia elettrica. Anche prima delle proposte avanzate nel quadro del programma “Efficienza energetica” vi sono stati tentativi di realizzare in Italia stabilimenti per la produzione di *Polysilicon*, tutti abbandonati.

La seconda fase riguarda il taglio del lingotto in wafer e la successiva trasformazione dei wafer in cella, dove si stima che sia prodotto all’incirca un altro 40% della catena del valore. In particolare la produzione delle celle è un processo molto specialistico, in pratica patrimonio di poche imprese a livello mondiale. Oltre tutto in Italia sono già state avviati un paio di tentativi in materia, per cui sembra difficile immaginarne altri che possano sperare in un minimo successo. La terza fase è l’assemblaggio in moduli di celle, nella maggior parte dei casi acquistate da terzi, ove si stima che sia prodotto all’incirca il 15% della catena del valore. Si tratta di un’attività tecnologicamente non semplice, ma maggiormente alla portata di soggetti imprenditoriali già attivi in settori affini (elettrotecnici), tanto che in Italia sono già state avviate diverse iniziative, le quali, però, devono fare i conti con una concorrenza agguerrita da parte sia dei grandi *player* occidentali, sia dei più recenti produttori cinesi, molto aggressivi sui prezzi (non sempre, però, con prodotti di qualità).

L’ultima fase riguarda l’installazione di impianti FV, costituiti da una serie di moduli collegati in serie e in parallelo fino a raggiungere la tensione e la potenza richieste, a cui si aggiunge il cosiddetto BOS (*balance of system*), la parte dell’impianto che ha come funzione principale quella di stabilizzare la potenza e di convertire la corrente da continua in alternata, dove il componente più innovativo è appunto l’inverter, che può rappresentare un’opportunità di diversificazione per aziende che già producono *inverter* per altre applicazioni. Se un’azienda si limita alla pura installazione (acquista cioè l’intera componentistica da terzi) solo lavorando su grandi volumi può sperare di produrre il 7-8% della catena del valore, che per un installatore di medie dimensioni si situa invece intorno al 5%. D’altra parte si tratta di un’attività che si apprende in pochi giorni, mentre il lavoro di progettazione in una determinata area regionale (dove si opera a irraggiamento solare noto e uguale dappertutto), una volta eseguito per la prima installazione, diventa veramente modesto.

Il FV a film sottile, sia esso al silicio amorfo, al telluro di cadmio o al diseleniuro di rame e indio, ha in comune non solo il ridotto quantitativo di materiale semiconduttore utilizzato, ma anche processi di fabbricazione che producono direttamente i moduli, oltre tutto nel caso del silicio amorfo partendo da una materia prima (silano) meno costosa del *Polysilicon*, per cui si stima che in questa fase sia prodotto all’incirca il 50-60 % della catena del valore.

La tecnologia più promettente, a giudicare dal numero delle iniziative in corso, è quella basa-

ta sul silicio amorfo: le grandi aziende attive in questa produzione a livello mondiale sono infatti circa cinque volte quelle presenti nella realizzazione di moduli al telluro di cadmio. Questi ultimi, infatti, pur presentando oggi efficienze più elevate di quelli al silicio amorfo, non solo sono più costosi richiedendo l'utilizzo di un elemento raro come il tellurio, ma, utilizzando cadmio, pongono problemi sanitari sia in fase produttiva, sia nello smaltimento finale dei moduli.

In Italia è in fase di realizzazione una fabbrica per la produzione di moduli al telluro di cadmio, mentre sono in uno stadio più o meno avanzato di progettazione alcune fabbriche per la produzione di moduli a film sottile di silicio amorfo.

Ulteriori iniziative in quest'ultima direzione possono trovare ancora spazi in un segmento di mercato in rapida espansione, ma devono tenere conto dei seguenti fattori:

- al mondo esistono soltanto due aziende in grado di fornire il macchinario per la produzione di moduli a film sottile di silicio amorfo, di cui una sola riesce attualmente a garantire le prestazioni più elevate in termini di efficienza: difficilmente nuove iniziative potranno quindi risultare più competitive di quelle già in corso, in quanto dovranno utilizzare le stesse linee produttive vendute dai medesimi fornitori;
- per motivi logistici ed economici è necessario localizzare la fabbrica in prossimità di una consistente disponibilità di due prodotti utilizzati in grandi quantità nel processo produttivo: idrogeno (nel qual caso la produzione deve essere molto vicina) e lastre di vetro con speciali caratteristiche (prodotte non troppo lontano per problemi relativi al loro trasporto).

Poiché nel caso delle lastre di vetro per metà del quantitativo totale si richiede un prodotto a bassissimo contenuto di sesquiossido di ferro, caratteristica non reperibile nei vetri comunemente in commercio, una innovazione in tal senso da parte di vetrerie già operanti in Italia avrebbe in futuro un mercato certo. Il valore aggiunto crescerebbe se la vetreria stessa o altra impresa si attrezzasse per la deposizione di uno strato sottile di ossido di zinco su una faccia della metà delle suddette lastre di vetro. Se la produzione del film sottile dovesse per altri motivi essere ubicata distante da una significativa produzione di idrogeno, la stessa impresa o un'altra specializzata in materia dovrà installare in prossimità un'altra fabbrica per la produzione di tale gas.

Tutte le previsioni concordano su un mercato in crescita. Dai quasi 3400 MW installati nel 2007 si dovrebbe ragionevolmente passare a 22.500 MW installati nel 2012.

Fra i mercati di cui è prevista una maggiore crescita l'Italia è ai primi posti (per alcuni addirittura al primo), con un incremento medio annuo del 150% fra il 2007 e il 2012, anno in cui presumibilmente si installeranno circa 3.000 MW. Tassi di crescita non molto diversi dovrebbero conseguire Spagna, Portogallo, Grecia, cioè gli altri paesi europei a buona insolazione.

La conquista di spazi su questo mercato dipenderà soprattutto da tre fattori: qualità e prezzi del prodotto, condizioni irrinunciabili per puntare sul terzo fattore, una politica commerciale non solo aggressiva, ma anche in grado di fornire adeguati servizi di assistenza alla clientela, per la maggior parte priva di competenze tecniche e gestionali.

### 6.3 Tecnologie fotovoltaiche a concentrazione

#### *Stato dell'arte della tecnologia*

Una delle possibili strategie per accelerare il processo di riduzione dei costi per la tecnologia FV è quella di ridurre il peso del componente FV sul costo di investimento di tutto il sistema. Il fotovoltaico a concentrazione è una delle opzioni più promettenti, in quanto dovrebbe permettere di superare due barriere: il costo di investimento elevato e l'alta incidenza del costo del materiale attivo per unità di potenza.

Mediante l'uso di ottiche appropriate è possibile concentrare la radiazione solare, in prospettiva fino a 1000-1500 volte (nel gergo tecnico: 1000-1500 *sol*) su una singola cella FV. Poiché in tal modo si sfrutta soltanto la radiazione solare diretta, e non quella diffusa, diventa praticamente necessario installare anche un sistema di inseguimento del sole, in modo da sfruttare al meglio la radiazione diretta lungo tutto l'arco della giornata.

Poiché sulla singola cella FV vengono concentrati come minimo centinaia di soli, ne discende che, per unità di potenza, si ha un notevole risparmio di materiale costoso, come quello di cui sono costituite le celle. Di conseguenza diventa interessante l'utilizzo di celle innovative, del tipo a multi-giunzione. Il silicio, cioè il materiale attualmente più utilizzato nei tradizionali moduli FV, è in grado di convertire in energia elettrica solo una limitata banda di frequenza della radiazione solare incidente sul modulo.

È per altro possibile realizzare giunzioni multiple, sovrapponendo in serie più strati di materiali semiconduttori diversi, ciascuno con risposta ottimale per un intervallo diverso di frequenza della radiazione solare, con conseguente incremento della conversione di energia solare in energia elettrica. In tal modo in laboratorio si sono già ottenute efficienze superiori al 40% e sul mercato si possono acquistare celle con efficienze superiori al 30%.

Naturalmente si tratta di prodotti molto costosi, ma se utilizzati per convertire in elettricità l'energia di come minimo centinaia di soli, il loro costo diventa accettabile.

Con la concentrazione dell'energia solare si riduce anche l'incidenza del costo per unità di potenza della parte non fotovoltaica dell'impianto e, a parità di potenza, l'area impegnata dell'impianto rispetto a un tradizionale sistema FV, rendendone possibile l'installazione a terra anche in zone dove il terreno è una risorsa scarsa e costosa.

Ancora oggi si stanno confrontando due tipologie fondamentali di sistemi a concentrazione: quelli di tipo "*point focus*" e quelli tipo "*dense arrays*". I primi sono caratterizzati da moduli che hanno un'ottica di concentrazione dedicata a ogni cella, tipo lente di Fresnel. I secondi, meno diffusi, presentano un'unica ottica di concentrazione, che agisce su un *array* di celle, generalmente collegate in serie.

Ne consegue ovviamente che nel primo caso sono i moduli, costituiti da più celle, a inseguire il sole, mentre nel secondo questa funzione è svolta da specchi parabolici. Il sistema a concentrazione del tipo "*point focus*" richiede l'uso di strutture in grado di inseguire il sole su due assi (orizzontale e verticale).

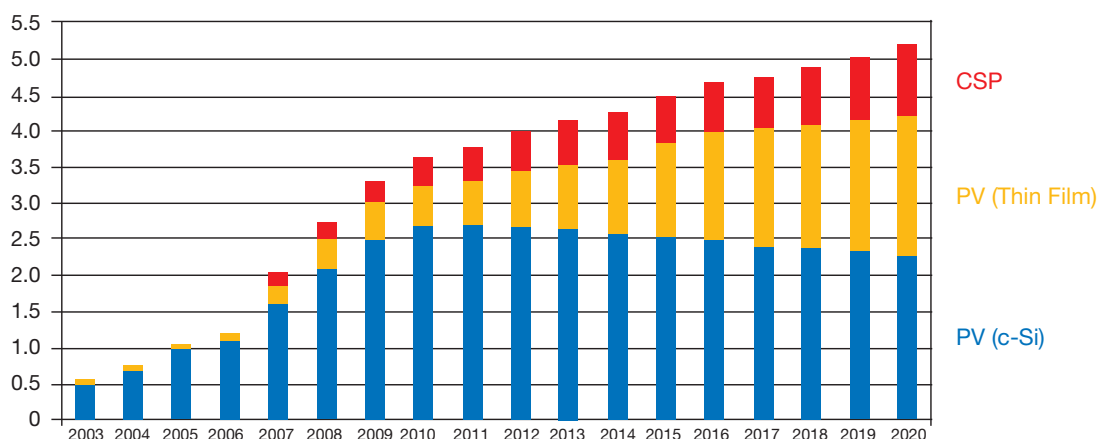
Dopo un lento decollo, impianti a concentrazione del tipo "*point focus*" vengono già oggi offerti a 7.000 euro/kW, un costo di investimento non molto superiore a quelli dei normali impianti FV piani. Anche se gli incentivi sono oggi più elevati per il FV integrato nell'edilizia, per cui un impianto a concentrazione collocato a terra è distante dalla convenienza economica più di quanto emerga dal divario dei costi, la rapida discesa di questi nel caso del solare a concentrazione dovrebbe portarlo alla competitività senza incentivi all'incirca nei tempi previsti per il FV tradizionale.

### ***Lo sviluppo del fotovoltaico a concentrazione***

Attualmente nel mondo una quindicina di aziende offrono impianti a concentrazione completi o i componenti più critici: un panorama radicalmente cambiato rispetto a pochi anni fa. Secondo uno studio di *New Energy Finance*, utilizzato da ENEL per il suo piano di sviluppo del FV, riportato nella Figura 4, gli impianti a concentrazione (CSP) installati nel 2020 saranno intorno ai 1000 MW. Altre più recenti previsioni attribuiscono al FV a concentrazione una penetrazione più accelerata di quella riportata in Figura 4.

Il solo mercato nazionale per il fotovoltaico a concentrazione può essere valutato nei prossimi anni intorno ai 5 MW/anno, un valore minimale per l'avvio di una produzione industriale.



**Figura 4 - Sviluppo previsto per le tecnologie FV.**

Fonte: New Energy Finance

Inoltre, il costo di un impianto a concentrazione è fortemente spostato sui componenti non fotovoltaici, quali ottiche, moduli ed eliostato, la cui realizzazione è fondamentalmente basata su materiali e tecnologie convenzionali. Tale peculiarità può portare a una *learning curve* più rapida, che dovrebbe attivare una significativa riduzione dei costi in tempi relativamente brevi.

Infine, a differenza del FV piano, si prevede che il costo d'investimento diminuisca linearmente con il crescere dell'efficienza del dispositivo: infatti il costo dei componenti non fotovoltaici dipende fortemente dalla superficie e pertanto il costo per unità di potenza si riduce con l'aumentare dell'efficienza della cella.

Occorre però sottolineare che una riduzione dei costi riguardante i sistemi FV a concentrazione sarà possibile quando potranno essere realizzate ottiche a elevato fattore di concentrazione e a elevato angolo di accettazione. Ad oggi, infatti, i sistemi che operano a più elevato fattore di concentrazione presentano valori dell'angolo di accettazione intorno ai  $0,5^\circ$ . La possibilità di disporre di celle ad altissima efficienza in grado di funzionare ad alti valori di concentrazione (quindi anche a temperature elevate, senza perdere in misura significativa in efficienza) è già oggi parzialmente soddisfatta da celle a multigiunzioni costituite da composti chimici di elementi III-V, anche se occorrono ancora specifici miglioramenti per realizzare il target di costi sufficientemente contenuti.

Un sistema a concentrazione presenta dei vantaggi da un punto di vista elettrico che lo rende più interessante per la generazione sia distribuita che centralizzata di energia elettrica. Con questa tecnologia è infatti possibile raggiungere valori molto più alti di efficienza di conversione da radiazione solare in elettricità, ma soprattutto si ottiene un profilo di generazione praticamente costante per tutto l'arco della giornata.

### ***Prospettive delle diverse attività connesse col FV a concentrazione***

Dal punto di vista produttivo, a differenza del FV piano, che lega la competitività di un'industria essenzialmente alla capacità di produrre celle con buona efficienza di conversione e, soprattutto, a basso costo, nel caso della concentrazione, al contrario, il baricentro è fortemente spostato verso l'intero sistema, dominato dalla componente non fotovoltaica.

La progettazione termica, elettrica e meccanica di questi impianti si presenta più complessa rispetto al FV piano, soprattutto se si vuole assicurare lo stesso grado di affidabilità di quest'ultimo e, nello stesso tempo, cogliere tutti i vantaggi tecnici ed economici legati alla concentrazione

della radiazione solare. Infatti il modulo presenta una maggiore complessità e risulta necessario far uso di un sistema di supporto dei moduli capace di “inseguire” il sole durante la giornata in modo da massimizzare la radiazione incidente e, inoltre, la struttura di cella si presenta più sofisticata per poter ottenere alti valori di efficienza in presenza di una maggiore radiazione solare incidente.

Dal punto di vista industriale, proprio per la quota rilevante della componente non fotovoltaica, vi è in particolare spazio per imprese attive nel settore delle ottiche e dei sistemi elettro-meccanici di elevata precisione, alta affidabilità e bassi costi, comparti entrambi ben rappresentati in Italia.

Oltre tutto entrambe le produzioni potrebbero avvalersi dell'eccellente *know-how* acquisito dall'ENEA, che ha in particolare sviluppato una lente rifrattiva prismatica in plastica, realizzata mediante la tecnica di stampaggio a iniezione. In tal modo si raggiungono valori di efficienza dell'80%, superiori a quelli delle tradizionali lenti di Fresnel.

Per quanto riguarda le celle a elevata efficienza, CESI Ricerca, attraverso i programmi nazionali e internazionali a cui partecipa, prevede di migliorare le prestazioni della tecnologia III-V già in suo possesso, e di trasferirne i risultati a operatori industriali in ambito nazionale per consentire una fornitura di tali dispositivi con caratteristiche più avanzate e a costi competitivi.

Si tratta di un valore aggiunto molto importante: il mercato delle celle a concentrazione è ancora limitato a livello mondiale ed è controllato da pochi operatori, per cui l'acquisizione delle celle risente del fatto che i suddetti operatori agiscono in regime di oligopolio e non sempre è possibile trovare sul mercato celle con le caratteristiche desiderate.

Vi sarebbero insomma le condizioni per rendere realistica l'ipotesi di costruire una filiera nazionale, che permetta di competere su questa tecnologia con gli operatori esteri, cogliendo in particolare le opportunità del mercato nazionale e quelle dei paesi del Mediterraneo dove, per la maggiore frazione di radiazione diretta, il FV a concentrazione risulta più interessante.

## 6.4 Tecnologie relative al solare termico

### *Le opzioni tecnologiche disponibili*

I collettori solari termici possono essere classificati in funzione della tecnologia adottata, che a sua volta ne definisce le prestazioni e quindi l'ambito delle possibili applicazioni.

*Collettori vetrati* - Sono quelli classici composti dal collettore vero e proprio e da un serbatoio di accumulo dell'acqua, che insieme costituiscono un impianto solare completo. L'assorbitore di calore inserito nel collettore è termicamente isolato tramite una lastra di vetro temprato sopra e uno strato di isolante sotto (scocca posteriore).

*Collettori a superficie selettiva* - In questo tipo di collettori la superficie dell'assorbitore di calore si presenta di colore nero, essendo stata trattata con un prodotto selettivo all'infrarosso, che trattiene il calore del sole e riduce la riflessione, potenziando le analoghe azioni del vetro soprastante. I collettori a superficie selettiva hanno un buon rendimento anche durante i mesi invernali. Questa tecnologia permette di ottenere un maggior rendimento, ma ovviamente il costo dei collettori è più elevato.

*Collettori vetrati ad aria calda* - Hanno caratteristiche costruttive simili a quelle dei normali collettori vetrati, tranne il fatto che in essi circola aria anziché acqua. L'aria viene fatta circolare tra vetro e assorbitore o, in alcuni casi, in una intercapedine ricavata tra l'assorbitore e il fondo di poliuretano isolante. Poiché l'aria scambia calore con più difficoltà dell'acqua, affinché assorba il calore della radiazione incidente occorre assicurarle un tempo di permanenza all'interno del pannello abbastanza lungo. Per questo motivo l'assorbitore è alettato e offre percorsi tortuosi che

rallentano il flusso d'aria. L'impiego di questi collettori, integrato con i tradizionali impianti termici, è particolarmente adatto per il riscaldamento degli edifici, per essiccare prodotti agricoli o per potenziare l'efficacia delle serre.

*Collettori sottovuoto* - È una tecnologia più sofisticata di quella dei collettori vetrati. Ovviamente i collettori risultano un po' più costosi, ma in compenso sono in grado di fornire prestazioni assai elevate. I collettori con tubi sottovuoto hanno file parallele di tubi di vetro, costituiti da un tubo di vetro esterno trasparente e da uno interno, viceversa coperto da un strato selettivo che assorbe bene l'energia solare e inibisce la perdita di calore per irraggiamento, mentre le perdite per conduzione e per convezione sono ridotte praticamente a zero dal vuoto realizzato fra i due tubi concentrici.

*Collettori scoperti* - Sono adatti per utilizzi durante la stagione estiva: riscaldamento di piscine scoperte, acqua calda per le docce negli stabilimenti balneari, nei campeggi, negli alberghi stagionali, ecc. Come indica la loro denominazione, sono privi della lastra di vetro superiore e l'acqua che passa all'interno dei tubi del pannello, dove viene riscaldata dai raggi solari, viene direttamente utilizzata tale quale. Il limite di questi pannelli è che, non essendo coibentati, funzionano solo quando la temperatura ambiente è di almeno 20° C, mentre anche nelle ore più calde la temperatura massima dell'acqua non supera i 40° C. Proprio per questo motivo il loro impiego è limitato alle utenze stagionali.

Il loro costo è notevolmente più basso dei pannelli vetrati e l'installazione è talmente semplice da poter essere fatta autonomamente dall'acquirente, il che riduce ulteriormente il costo finale, rendendone l'utilizzo conveniente sotto il profilo economico, malgrado il numero ridotto di mesi del loro impiego. Il materiale usato per costruire i pannelli scoperti può essere PVC, neoprene o polipropilene. Quest'ultimo materiale consente di realizzare pannelli capaci di sopportare una pressione dell'acqua fino a 6 atmosfere.

### ***Lo sviluppo delle diverse tecnologie***

Dalla descrizione sintetica delle diverse tipologie di collettori emerge con chiarezza che, con l'eccezione di quello sottovuoto, si tratta di tecnologie relativamente semplici o comunque già sufficientemente mature.

Di conseguenza anche in Italia, malgrado le non brillanti politiche di incentivazione del settore, è presente una molteplicità di operatori, che spesso producono su licenza, ma in più di un caso si sono dimostrati in grado di effettuare piccole innovazioni incrementali per rendere il proprio prodotto più appetibile o meno costoso. Abbiamo insomma sostanzialmente a che fare con scelte produttive dettate dalla pura e semplice logica di mercato, per cui gli operatori già presenti con altri prodotti o i nuovi entranti decidono di affrontare il mercato dei collettori solari termici maturi sulla base di decisioni prese autonomamente seguendo i normali criteri imprenditoriali.

Diversa è invece la situazione per il collettore solare sottovuoto. In questo caso siamo in presenza di un prodotto relativamente nuovo che, all'interno di una concezione di base uguale per tutte le soluzioni offerte, è per di più suscettibile di ulteriori opzioni tecnologiche diversificate. A titolo di esempio, per aumentare l'efficienza del collettore dietro ai tubi sottovuoto si può collocare un doppio specchio parabolico CPC (*Compound Parabolic Concentrator*), che concentra i raggi solari anche sulle porzioni dei tubi che altrimenti resterebbero in ombra.

Sempre a titolo esemplificativo, all'interno del tubo sottovuoto si può inserire un tubo di calore, al cui interno un alcol fortemente volatile evapora già a basse temperature, salendo quindi all'estremità superiore del tubo di calore, dove il fluido termovettore principale (acqua) assorbe il calore dal tubo favorendo la condensazione dell'alcol, che precipita nella parte inferiore del tubo stesso, pronto per una nuova vaporizzazione.



Infine, in termini di materiali prescelti o del loro trattamento, il collettore solare sottovuoto sembra offrire maggiori opportunità per significative innovazioni incrementali.

### ***Prospettive di mercato offerte dalla produzione di collettori solari sotto vuoto***

La maggiore temperatura dell'acqua raggiungibile con il collettore solare sottovuoto consente agevolmente sia il riscaldamento invernale degli edifici sia la loro refrigerazione estiva, essendo le temperature raggiungibili sufficienti per alimentare un *chiller* in grado di produrre frigorifici mediante tecnica di assorbimento (vedi paragrafo 6.9). Si apre quindi un duplice mercato potenziale.

In climi che siano relativamente freddi per un considerevole numero di mesi, ma godano nel contempo di diverse giornate luminose (tipicamente, per l'Italia, le zone di montagna), i collettori solari sottovuoto con il calore prodotto possono integrare in misura significativa impianti di riscaldamento tradizionali, dando vita a impianti ibridi.

In climi che siano piuttosto caldi durante un lungo periodo estivo, come in larga parte dell'Italia meridionale, i collettori sottovuoto possono al limite sostituire integralmente il tradizionale condizionamento elettrico, in quanto il calore prodotto è nella maggior parte dei casi coerente con una forte radiazione solare, ma anche in giorni caldi e coperti accorgimenti come il tubo di calore possono consentire un minimo di climatizzazione accettabile. Inoltre il ridotto fabbisogno di riscaldamento invernale in tali zone può rendere quasi del tutto sufficiente il calore messo a disposizione dai collettori solari sottovuoto.

Fino a non molto tempo fa questa tipologia di collettore era alquanto costosa, ma di recente i costi hanno incominciato a diminuire in misura significativa. D'altra parte sia la legge finanziaria per il 2007 che quella per il 2008 hanno previsto l'applicazione della detrazione fiscale del 55% per interventi di ristrutturazione edilizia anche all'installazione di collettori solari termici, per cui l'effetto dei costi decrescenti e delle facilitazioni fiscali converge ad aumentare gli spazi di mercato per questo prodotto. Va infine sottolineato che sulla nuova edilizia è per legge obbligatorio installare una quota di collettori solari termici proporzionale alle dimensioni dell'edificio.

Per contro il numero di produttori oggi presenti sul mercato è ancora abbastanza limitato, il che consente l'inserimento di nuovi soggetti imprenditoriali, mentre le tecnologie utilizzate, per quanto più sofisticate di quelle richieste dalle altre tipologie di collettori solari, sono certamente alla portata di una normale azienda con competenze nel settore termotecnico o di un nuovo operatore dotato di un adeguato staff tecnico.

Va infine sottolineato che la penetrazione crescente dei collettori solari sottovuoto provocherà lo sviluppo di un mercato parallelo per le ESCO e per gli installatori di impianti termoidraulici.

## **6.5 Tecnologie relative all'uso di biomasse per combustione**

### ***Le opzioni tecnologiche disponibili***

In linea di principio la combustione di biomasse diretta o dopo un processo di trasformazione può avere tre finalità: produzione di calore, produzione di energia elettrica, produzione combinata di energia elettrica e calore. In pratica, tranne in casi particolarmente favorevoli, la sola produzione di elettricità non è remunerativa.

Per quanto concerne la sola produzione termica, che è stata la tradizionale modalità di utilizzo energetico delle biomasse, oggi viene tendenzialmente riservata al soddisfacimento di una domanda di piccole-medie dimensioni, spesso in aree contigue alle zone di raccolta di residui agroforestali. In quest'ambito:

- per fini di esclusivo riscaldamento degli ambienti di piccole utenze si possono utilizzare le tradizionali stufe o camini; tali dispositivi oggi adottano tecnologie ad alto rendimento che consentono

di sfruttare al massimo l'energia dei combustibili; questi dispositivi possono funzionare sia con pezzi di legno, sia con pellet, e in alcuni casi dispongono di sistemi automatici di accensione;

- per riscaldamento di ambienti e acqua sanitaria di interi edifici (piccole o medie dimensioni) esistono vere e proprie caldaie dotate di scambiatori, che alimentano circuiti di radiatori esattamente come le normali caldaie a gas; a seconda delle dimensioni e della tecnologia dell'impianto si può utilizzare il combustibile legnoso in tutte le sue forme;
- per riscaldamento di grossi edifici o vere e proprie reti locali di teleriscaldamento si adottano caldaie più complesse di grosse dimensioni a griglia fissa o mobile.

Negli impianti di maggiori dimensioni (vedi oltre) è possibile e conveniente produrre contestualmente calore ed energia elettrica. In questi casi si può valutare l'utilizzo diretto di biomassa legnosa solida oppure di sistemi per la sua gassificazione o pirolisi.

Le tipologie delle caldaie a biomassa per il riscaldamento di piccole o medie utenze sono le seguenti:

*Caldaie a fiamma inversa* - Il nome deriva dalla posizione della camera di combustione che è collocata al di sotto del vano previsto per il caricamento. Utilizzano legna a ciocchi e richiedono il suo caricamento manuale. Questa limitazione ne suggerisce l'uso per potenze limitate a qualche decina di kW termici, cioè per utenze costituite da singole unità abitative. La tecnologia a fiamma inversa consente un consumo progressivo della legna, che non prende fuoco totalmente nel vano di carico, ma brucia in prossimità della griglia. La potenza è così stabile e controllata nel tempo, con aumento del rendimento e una conseguente riduzione delle emissioni inquinanti.

*Caldaie a cippato* - Sono convenienti se utilizzate con una potenza termica tra i 50 kW e diversi MW, quindi per il riscaldamento di edifici di maggiori dimensioni. Consentono un flusso continuo, controllato e automatizzato del combustibile legnoso nella camera di combustione, grazie al caricamento automatico per mezzo di appositi dispositivi meccanici. Si basano su un bruciatore con tecnologia per combustione a griglia, che è in grado di utilizzare combustibili di pezzatura disomogenea, con grado di umidità e produzione di cenere elevati. Il raffreddamento può essere ad acqua o ad aria. Nei sistemi più avanzati il flusso di combustibile e la combustione sono regolati da un microprocessore, così che il funzionamento della caldaia si adatti alla richiesta di energia dell'utenza e alla temperatura e concentrazione di ossigeno nei fumi.

*Caldaie a pellet* - Si tratta di apparecchiature evolute per la produzione di energia termica che utilizzano come combustibile il legno pellettizzato, impiegabili sia per piccole utenze, sia per quelle medio-grandi. Le caldaie per piccole utenze termiche sono dotate di un serbatoio integrato di combustibile che viene caricato manualmente e garantisce un'autonomia di alcuni giorni. Le caldaie a pellet per le grandi utenze richiedono invece un apposito locale di stoccaggio e un sistema di alimentazione automatico del combustibile, del tutto simile a quello per il cippato.

Il vantaggio rispetto a quest'ultimo è dato dal maggiore potere calorifico pellet, cosicché a parità di volume esso genera una quantica di energia utile superiore. Questo facilita fra l'altro le operazioni di movimentazione e caricamento. Il funzionamento è simile a quello delle caldaie a legno cippato, ma è completamente automatico. Un microprocessore provvede all'accensione del bruciatore e al controllo delle procedure di rifornimento del combustibile (che avviene in maniera automatica), regolando la temperatura della caldaia e verificando lo stato della fiamma attraverso una fotocellula.

Per impianti di maggiori dimensioni, come si è detto, si può ricorrere alla cogenerazione, che consente di sfruttare al meglio il potere calorifico inferiore della biomassa. Inoltre, con gli attuali costi di impianto e di biomassa la cogenerazione resta economicamente conveniente anche dopo i primi quindi anni di funzionamento, quando viene cioè a mancare l'apporto derivante dalla

vendita dei Certificati Verdi (di norma il prezzo di vendita dell'energia elettrica non basta infatti a coprire i restanti costi proporzionali dell'impianto).

Per piccole potenze dell'impianto (fra qualche centinaio di kW e 2 MW elettrici circa) risulta di norma conveniente un ciclo termodinamico (denominato ORC), in cui come fluido termovettore si utilizza un olio diatermico ricavato dal residuo di distillazione del petrolio. Per lo più vengono impiegati oli di tipo paraffinico, caratterizzati da una buona stabilità termica e da un'altrettanto buona resistenza all'ossidazione. Oltre a una viscosità piuttosto alta che penalizza le partenze a freddo, l'inconveniente maggiore è dato da possibili incendi causati da fuoriuscita di olio in caldaia e dal suo contatto con la fiamma: incidente che si è già verificato.

La temperatura di ingresso in turbina dell'olio diatermico in fase gassosa avviene a circa 300 gradi, e tal fine sono state sviluppate turbine *ad hoc*, di cui in Europa il *know-how* è praticamente detenuto da un'azienda bresciana.

Per potenze sopra i 2 MW elettrici si utilizza invece un tradizionale ciclo a vapore.

Le tipologie dei processi di trasformazione della biomassa prima della combustione oggi disponibili o in fase di avanzato sviluppo sono sostanzialmente tre.

**Gassificazione** - Utilizzata per biomasse solide, avviene intorno ai 400°C in presenza di ossigeno. La dissociazione molecolare della biomassa produce un gas (denominato *syngas*), costituito essenzialmente da idrogeno, metano, ossido e biossido di carbonio. Questi processi consentirebbero di utilizzare il *syngas* nei motori primi attualmente utilizzati per la cogenerazione su piccola scala, Diesel *in primis* oppure microturbine (vedi paragrafo 6.9).

Purtroppo i tradizionali processi di gassificazione producono *syngas* con eccessive impurità, che mettono rapidamente fuori servizio i motori primi da loro alimentati, mentre i trattamenti di purificazione in uscita dal gassificatore devono essere così spinti da rendere l'operazione energeticamente ed economicamente non conveniente. Di recente sono arrivati a sufficiente maturazione processi di gassificazione a letto fluido, che anche in Italia stanno entrando nel primo stadio di industrializzazione.

**Pirolisi** - È un processo di degradazione termica della biomassa in assenza di agenti ossidanti, da cui si ottengono tre frazioni:

- una solida, praticamente carbone di legna;
- una liquida: oltre ad acqua, oli e composti organici ossigenati, bruciabili direttamente o convertibili mediante *reforming* in idrogeno;
- una gassosa: miscela di idrogeno, ossido e biossido di carbonio.

Le percentuali delle tre frazioni dipendono dalla temperatura e dalla velocità a cui avviene il processo.

Uno dei maggiori problemi legati alla produzione di energia basata sui prodotti della pirolisi è la qualità di detti prodotti, che non ha ancora raggiunto un livello sufficientemente adeguato con riferimento alle applicazioni, sia con turbine a gas sia con motori diesel. In prospettiva, anche con riferimento alle dimensioni degli impianti, i cicli combinati a olio pirolitico appaiono i più promettenti, soprattutto in impianti di grande taglia, mentre motori a ciclo diesel, utilizzando prodotti di pirolisi, sembrano più adatti ad impianti di piccola potenzialità.

**Digestione anaerobica** - È viceversa disponibile commercialmente la tecnologia di produzione di biogas (60-70% metano, 30-40% anidride carbonica) mediante un processo di conversione che si svolge in assenza di ossigeno: consiste nella demolizione a opera di microrganismi di sostanze organiche complesse contenute nei vegetali e nei sottoprodotti di origine animale. Il biogas così prodotto può essere utilizzato come combustibile per alimentare caldaie a gas o motori a combustione interna.

### ***Lo sviluppo della combustione di biomassa***

Nei paesi industrializzati le biomasse contribuiscono ai fabbisogni energetici per circa il 3%, con punte del 18% in Finlandia, del 17% in Svezia e del 13% in Austria, paesi in cui esistono molte foreste e, nei primi due, una sviluppata industria del legno, che utilizza energeticamente gli sfridi di lavorazione.

In Italia l'uso energetico delle biomasse è intorno al 2% dell'offerta globale di energia, cioè al di sotto della media dei paesi industrializzati e ancora di più di quella europea (3,5%), malgrado il notevole incremento realizzato fra il 1995 e il 2005: +80% per la biomassa solida, +480% per il biogas.

D'altra parte nel caso della produzione di energia elettrica da biomasse il meccanismo dei Certificati Verdi era finora risultato meno incentivante rispetto ad altre tecnologie (come l'eolica), mentre per la pura produzione di energia termica nella maggior parte dei casi i Certificati Bianchi hanno fornito un supporto irrilevante, in quanto trattandosi di impianti situati in montagna le biomasse risparmiavano il consumo di gasolio e non di gas.

Per lo meno per la generazione elettrica la normativa più recente, che nel caso di impianti alimentati da biomassa o biogas prodotti in aree distanti meno di 70 km (filiera corta) prevede un valore intorno a 180 €/MWh per Certificati Verdi di durata quindicinale o, per potenze sotto il MW, l'alternativa di una tariffa pari a 300 €/MWh, a parere praticamente unanime degli esperti stimolerà un forte sviluppo delle relative tecnologie. D'altra parte si tratta di incentivazioni concepite per facilitare il raggiungimento dell'obiettivo fissato dal *position paper* presentato nel settembre scorso dal governo italiano alla Commissione Europea, dove si prevedono entro il 2020 circa 2.500 MW alimentati da biomasse.

Esiste dunque una grande potenzialità di sviluppo della domanda di progetti, componenti e impianti che, per tradursi in realtà, deve trovare riscontro nella disponibilità di biomassa adeguata in termini di quantità, qualità e prezzo.

### ***La filiera delle biomasse***

Nel caso della produzione di biogas la scelta del sito e delle dimensioni dell'impianto sono legati alla disponibilità in loco di sostanze organiche adeguate in qualità e quantità. Non a caso i primi digestori si sono sviluppati là dove erano presenti grosse porcilaie (numero molto alto di animali, elevate deiezioni pro capite). Nel caso della digestione anaerobica il problema della disponibilità pertanto non si pone.

Per la biomassa solida, salvo situazioni non rare ma nemmeno troppo frequenti, in cui la raccolta di residui vegetali che rispetti i limiti di distanza della filiera corta sia sufficiente ad alimentare un impianto cogenerativo di dimensioni tali da sostenere economicamente il loro costo, una diffusione di nuovi impianti coerente con gli obiettivi fissati dal *position paper* del Governo deve necessariamente fare ricorso a tecniche di *Short Rotation Forestry* (SRF).

In Italia la SRF è stata in particolare sviluppata per una specie arborea, il pioppo, molto diffusa nel nostro paese. Negli ultimi due decenni sono state studiate, con lo scopo di ibridarle, diverse linee genetiche con differenti provenienze: dall'Europa il Pioppo nero (*Populus nigra*) e bianco (*Populus alba*), dagli USA il deltoide *Populus deltoides* e il tricocarpa *Populus trichocarpa*, e successivamente alcune specie asiatiche, come il *Maximowiczii* e lo *Yunnanensis*. Dopo avere selezionato le migliori "famiglie", spesso derivanti da una singola pianta osservata in natura nel paese di origine, si è passati alla fase di incrocio e ibridazione controllata, a cui ha fatto seguito uno *screening* delle migliaia di piante derivanti dagli incroci.

Oggi in Italia circa 10.000 ettari sono coltivati con pioppi a rapida crescita: si tratta pertanto di un'attività ormai sviluppata su base commerciale, con tanto di specifiche e di prezziari. Per le

regioni dell'Italia meridionale si stanno sperimentando tecniche di SRF applicate a specie vegetali diverse dal pioppo, come l'eucalipto.

In Italia 10.000 ettari a SRF rappresentano tuttavia una superficie limitata. Questo è dovuto non solo a un sistema incentivante che non garantiva un'adeguata ed equa remunerazione di tutti i soggetti attivi lungo la filiera, ma anche a una diffusa diffidenza e resistenza da parte degli agricoltori alla conversione dei terreni a colture energetiche per i timori connessi a:

- introduzione di nuove tecniche colturali, con l'impiego di nuovi macchinari agricoli;
- nuovi soggetti con cui interagire per la vendita del "raccolto".

Oggi questo atteggiamento sembra superato dalle prospettive di partecipare agli utili consentiti dai nuovi incentivi per la produzione energetica da biomasse, tanto che in diverse aree del paese le principali *utilities* elettriche si stanno muovendo per approvvigionarsi a lungo termine con quantitativi elevati di biomassa (50.000-100.000 t/a per singola area).

### ***Prospettive delle diverse attività connesse con l'uso delle biomasse per combustione***

Le opportunità di produzione industriali innovative possono riguardare diverse fasi della filiera, e in particolare:

- produzione di macchine per il taglio e la raccolta della massa vegetale o, nel caso di SRF, anche per la piantumazione dei cloni di pioppo;
- progettazione dell'impianto di generazione;
- produzione dei componenti critici dell'impianto di generazione;
- produzione di nuovi fluidi termovettori.

Per quanto concerne il primo punto, vi sono oggi poche aziende in grado di fornire macchine adeguate per alcune tipologie di biomasse, mentre la forte incentivazione che la recente normativa prevede per l'uso energetico diretto delle biomasse a filiera corta, consente di prevedere una sostenuta espansione della domanda, oltre tutto estesa a macchine in grado di trattare ulteriori tipologie di biomasse. A diversificare su questo nuovo mercato sono più agevolmente predisposte aziende già produttrici di macchine agricole.

Per quanto concerne il secondo punto, non è agevole trovare in circolazione staff di dimensioni adeguate con le specifiche competenze richieste. L'unica società di ingegneria esistente in Italia in grado di svolgere questo servizio è stata recentemente riorientata in tutt'altre direzioni. Alcuni produttori di caldaie o di turbine per cicli ORC offrono questo servizio, ovviamente connesso con la vendita dei propri manufatti. Se si riuscisse a recuperare le non molte competenze esistenti, si potrebbero mettere in piedi attività di ingegneria con buone prospettive di sviluppo.

Nel caso delle combustione diretta di biomasse il componente critico, qualsiasi sia il ciclo termico adottato, è la caldaia. Nel settore attualmente operano in Italia alcuni validi produttori, che essenzialmente si basano su licenze austriache o tedesche. Dato il probabile sviluppo della domanda, vi è comunque spazio per l'intervento in questo segmento di mercato di altre imprese già presenti nel settore con altri prodotti. Uno spazio particolarmente interessante riguarda le caldaie di piccole e medie dimensioni, che bruciano materiale ligneocellulosico per la sola generazione termica. Poiché nella scelta della tipologia per impianti fino a 2 MW circa (che anche in futuro si collocheranno nella fascia di potenza più promettente), grazie ai minori oneri di esercizio appaiono interessanti quelli con olio diatermico come fluido termovettore, va tenuto presente che essi richiedono una turbina molto innovativa, in grado cioè di funzionare con olio diatermico in fase vapore. In Italia esiste un solo produttore di questo tipo di macchina, che attualmente copre una parte assai rilevante del mercato italiano ed europeo. Sono quindi evidenti le opportunità che



si offrirebbero per produzioni in concorrenza, anche se non appare agevole acquisire il relativo *know-how*.

Nel caso del ciclo ORC i fluidi termovettori oggi utilizzati rappresentano però una potenziale causa di incendio. Poiché in Germania e Gran Bretagna è in fase avanzata lo sviluppo di oli diatermici non infiammabili, l'acquisizione del relativo *know-how* potrebbe attivarne nei prossimi anni la produzione in Italia.

Per quanto concerne le prospettive di mercato, almeno nei prossimi anni sembra poco probabile una presenza italiana all'estero, dove già operano industrie consolidate, di cui le più importanti - come si è ricordato - sono licenzianti di imprese italiane.

L'unica rilevante eccezione potrebbe essere rappresentata da chi riuscisse ad avviare con successo la produzione di turbine per cicli ORC. Tuttavia già il mercato italiano dovrebbe garantire sbocchi adeguati. Di qui al 2014 gli investimenti richiesti per l'intera filiera dovrebbero infatti collocarsi per lo meno fra i 4 e i 5 miliardi di euro.

## 6.6 Biocarburanti

### *Tecnologie alternative per lo sviluppo di biocarburanti*

Come illustrato nel paragrafo 5.2, esistono fondate riserve sull'effettiva resa energetica di biocarburanti ricavati da prodotti agricoli quali il mais, che, come i recenti incrementi nei costi dei cereali sembrano dimostrare, potrebbero creare gravi squilibri economici e ambientali.

A queste conclusioni giungono anche i nuovi studi pubblicati dalla rivista *Science* sul numero di febbraio 2008, secondo i quali la distruzione degli ecosistemi naturali - dalle foreste pluviali alle praterie del Sud America - per produrre biocarburanti, incrementerebbe il rilascio di gas serra nell'atmosfera.

Anche secondo uno studio del *Joint Research Centre* europeo, "i costi per raggiungere l'obiettivo supereranno quasi certamente i benefici", mentre l'incertezza è troppo grande per affermare con sicurezza che l'obiettivo del 10% di biocarburanti in Europa nel 2020 porterà a una riduzione dei gas serra o meno.

Poiché le biomasse ligneocellulosiche sono potenziali fonti di zuccheri, alla base della produzione di etanolo mediante fermentazione, alla luce delle problematiche sopra esposte per lo meno in Europa lo sviluppo della produzione di biocarburanti potrebbe puntare sull'utilizzo in modo ambientalmente sostenibile di materiale ligneocellulosico in una filiera integrata per la produzione di biocarburanti e contestualmente, come è stato dimostrato, di prodotti chimici derivati.

Per rispondere alle specifiche finalità produttive va innanzi tutto migliorata la qualità del legno, che può variare largamente in funzione di fattori interni o esterni alla pianta, mediante tecniche già applicate ad altri fini produttivi: ad esempio controllo fisiologico, metabolico e genetico dell'allocatione dei carboidrati nei diversi componenti di parete in relazione alla loro quantità e qualità; e miglioramento della qualità del legno sia con tecniche di incrocio e selezione classiche sia con approcci biotecnologici. L'esigenza di assicurare piena integrazione fra efficienza agro-forestale e redditività economica impone inoltre di sviluppare tutte le attività collaterali che concorrono a garantire il risultato economico; in particolare sono importanti gli aspetti della meccanizzazione, da cui si possono realizzare ulteriori *spin-off*, mediante nuove macchine agricole che permettano una efficiente ed economica meccanizzazione delle operazioni colturali e di raccolta, anche nell'ottica della sostenibilità ambientale.

Il materiale ligneocellulosico così conformato e raccolto può essere trattato in una bioraffineria di seconda generazione, in grado cioè, partendo da tale materiale, di produrre sia bioetanolo sia biopolimeri utilizzabili nell'industria chimica.

A tal fine sono in fase di studio:

- nuovi catalizzatori per il *cracking* del materiale ligneocellulosico;
- l'ottimizzazione dei processi di liquefazione del legno;
- la definizione delle caratteristiche dei materiali ligneocellulosico, che ne permettano un uso ottimale nella produzione di biocarburanti;
- l'individuazione e selezione di micro-organismi e di enzimi da usare nella produzione di biocarburanti.

### **Potenzialità di sviluppo**

L'U.S. *Department of Energy* ha indicato come obiettivo per il 2025 la sostituzione del 30% dei combustibili liquidi derivati dal petrolio per il trasporto con biocarburanti e del 25% dei composti organici di origine petrolifera utilizzati nell'industria con composti derivati da biomasse.

L'Unione Europea, dal canto suo, ha posto l'obiettivo di sostituire entro il 2020 il 10% di tutti i carburanti per il trasporto con prodotti derivati da biomasse, ponendo però limiti stringenti all'utilizzo di materia prima che metta a repentaglio le grandi foreste tropicali, l'alimentazione di miliardi di esseri umani e la biodiversità. Inoltre la resa energetica finale netta deve essere almeno del 30%.

Di fatto queste limitazioni obbligano a privilegiare il ricorso a filiere corte, baste cioè su produzioni primarie localizzate in Europa. Mentre per il biodiesel le prospettive delle tecnologie attualmente disponibili sembrano garantire un certo sviluppo futuro, per il bioetanolo, soprattutto nel nostro paese a causa delle caratteristiche pedologiche del suo territorio, ciò sembra molto difficile, se non impossibile. Esistono insomma le condizioni potenziali di mercato per la valorizzazione di processi di produzione di bioetanolo in grado di rispettare le condizioni poste dall'Unione Europea, oltre tutto associandovi la produzione di biopolimeri, cioè un valore aggiunto economico e ambientale. Per di più oggi come oggi sono pochi i paesi che hanno già sviluppato competenze nella produzione di etanolo da materiale cellulosico, come legno e sottoprodotti dell'agricoltura. Tra questi il Canada e il Giappone, come attestato dagli impianti dimostrativi realizzati e dai brevetti depositati. In Europa solo in Svezia e in Spagna sono stati realizzati impianti pilota che producono etanolo da materiale cellulosico.

Va infine tenuto presente che in Italia esistono competenze pregresse a livello sia di ricerca, sia industriale, in parte legate allo sviluppo della *Short Rotation Forestry* (vedi paragrafo 6.5), in parte alla presenza di aziende di successo nel campo delle produzioni biochimiche.

Per il momento non esistono informazioni sufficienti per una adeguata valutazione economica della filiera che porterebbe alla bioraffinazione di materiale ligneocellulosico, che tuttavia, sulla base delle conoscenze già disponibili, potrebbero essere elaborate in tempi relativamente brevi.

In sintesi, un arco temporale di tre - cinque anni può essere sufficiente per il varo in Italia di una filiera agroindustriale in grado di mettere sul mercato biocarburanti e biopolimeri, rispettando le condizioni di uno sviluppo sostenibile.

## **6.7 Generatori eolici**

### ***Le opzioni tecnologiche commercialmente disponibili***

Per le motivazioni addotte nel capitolo 5 i generatori eolici di grande taglia rappresentano oggi un'opzione di mercato praticamente fuori della portata delle imprese italiane. Ci si limiterà pertanto a esaminare le prospettive del cosiddetto minieolico.

In questa categoria vengono di norma fatte rientrare macchine la cui potenza di picco non supera le decine di kW: viene comunemente proposta anche una distinzione fra *microeolico* - <20 kW



e fino a frazioni di kW - e *minieolico* - fra 20 e 100 kW -, che per semplicità non verrà qui presa in considerazione.

Contrariamente a quanto avviene per le taglie da centinaia di kW a qualche MW, le macchine sono generalmente ad asse orizzontale, con prevalenza per l'assetto a tre pale, e sono dotate di generatore asincrono. Si va da soluzioni più economiche, dove la regolazione è prevalentemente passiva, a macchine più sofisticate in termini di regolazione e controllo, ma ovviamente più care.

Il minieolico nasce per utenze isolate, accoppiato a batterie o a generatori Diesel. Solo ultimamente si sta diffondendo per utenze allacciate alla rete, principalmente per autoconsumo. Il generatore asincrono, infatti, permette l'allacciamento diretto se l'utenza è piccola, in quanto la rete "impone" la frequenza di 50 Hz e quindi la velocità di rotazione delle pale.

La tecnologia è ormai a punto, le prestazioni sono sufficientemente affidabili, e non sussistono i problemi paesaggistici che spesso rendono difficile l'insediamento di grandi parchi eolici.

### ***Una possibile prospettiva tecnologica***

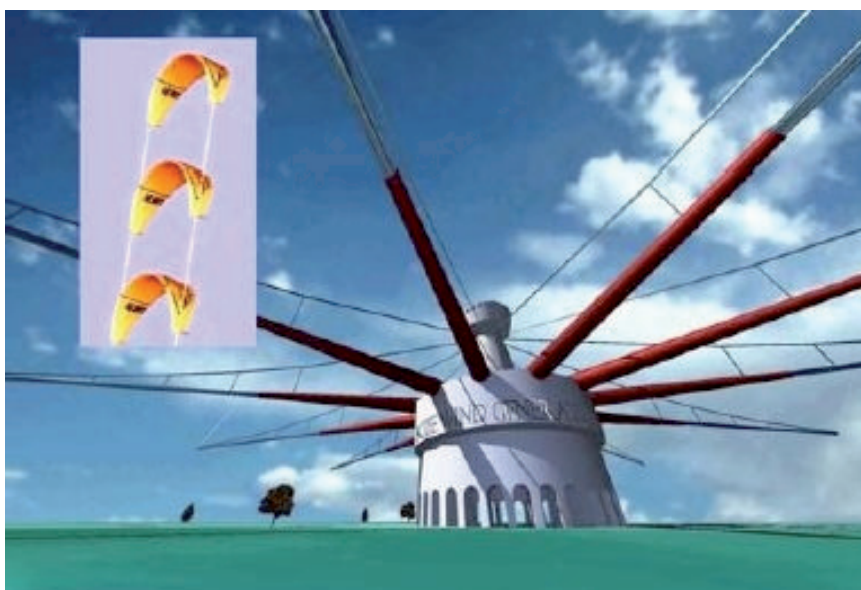
Per utilizzare il vento ad alta quota (là dove non possono arrivare gli impianti eolici tradizionali) e sfruttarne la maggiore energia cinetica, è stato sviluppato in Italia il progetto *Kite Gen*, che si basa su un radicale cambio di prospettiva rispetto alle tecnologie tradizionali.

A un'altezza di 800/1.000 metri vengono collocati ali semirigide ad alta efficienza (sorta di aquiloni *high tech*) con una superficie ciascuna di decine di metri quadrati, manovrabili da terra con una coppia di funi pilotate automaticamente, in modo da controllarne la direzione di volo e l'assetto rispetto al vento.

Rimangono viceversa al suolo tutti i macchinari pesanti per la generazione di energia. Il *Kite Gen* può essere immaginato come una grande giostra saldamente vincolata al suolo, costituita da una struttura di supporto centrale di altezza opportuna per sorreggere i bracci tramite una tensostruttura.

La giostra viene messa in rotazione proprio grazie al vento, che trascina in quota gli aquiloni uscenti dai bracci stessi (Figura 5). Un ruolo rilevante per il corretto funzionamento spetta al sofisticato sistema di regolazione e controllo.

**Figura 5 - Tecnologia KiteGen.**



### ***Le potenzialità di sviluppo dell'eolico qui esaminato***

La tecnologia del minieolico ha raggiunto oggi buoni livelli di prestazioni in termini di disponibilità e affidabilità, e il posizionamento della macchina sul tetto di un edificio consente già una resa accettabile, anche se la disponibilità di quote più elevate ne favorisce le prestazioni in termini di potenza sviluppata (che è proporzionale al cubo della velocità del vento).

Questi generatori sono di ingombro e di dimensioni limitate: a titolo di esempio una macchina da 400 W può avere un diametro del rotore di poco più di un metro, mentre per 50 kW siamo sulla decina di metri.

Risultano pertanto particolarmente adatti alle utenze agricole, ma le taglie più piccole (tipicamente 50 W-1 kW) trovano applicazione anche nella navigazione di diporto e nelle telecomunicazioni. Secondo le stime degli esperti, l'effetto congiunto dei costi attuali di costruzione e della tariffa prevista per il minieolico dalla legge finanziaria 2008 (22 c€/kWh) dovrebbe garantire sufficienti spazi di mercato, come confermano le notizie su iniziative già in essere o in fase di studio preliminare.

Per quanto concerne la tecnologia proposta col progetto *Kite Gen*, si tratta di una soluzione di cui è sostanzialmente a punto il sistema di regolazione e controllo, che è componente innovativo di non poco conto. Viceversa lo sviluppo della parte meccanica si trova in uno stadio molto iniziale.

Tuttavia, l'intervento già in questa fase da parte di aziende industriali può innanzi tutto:

- consentire di verificare tempestivamente l'effettiva fattibilità tecnico-economica del progetto;
- in caso di risposta positiva, contribuire ad ottimizzarne le specifiche in modo da favorirne la ingegnerizzazione;
- accelerare il passaggio alla fase realizzativa.

### ***Le prospettive industriali dell'eolico***

Per quanto concerne il minieolico, va sottolineato che si tratta di macchine certamente producibili in piccola serie mediante linee che richiedono investimenti relativamente contenuti, come confermano le dimensioni delle principali aziende internazionali oggi attive nel comparto.

Con la tariffa stabilita dalla legge finanziaria 2008 il minieolico può risultare conveniente come integratore dell'energia fornita dalla rete, anche se semplicemente installato sul tetto di edifici situati in larghe fasce del territorio del paese (soprattutto quelle collinari).

A suo vantaggio va anche l'insignificante impatto paesaggistico. Sussistono dunque tutt'altro che trascurabili potenzialità di mercato che, trattandosi di produzioni di serie, possono portare a significative riduzioni di costi, fino a rendere questa tecnologia competitiva per il consumatore (il costo di produzione in loco va infatti confrontato con il prezzo dell'energia erogata dalla rete, appesantita per il 40% circa dagli oneri di trasmissione e distribuzione, nonché dalle tasse).

Diverso è il discorso per la tecnologia *Kite Gen*.

Qui è ancora incerto il successo industriale, che richiederebbe comunque un impegno finanziario di dimensioni maggiori di quelle necessarie per avviare una produzione di generatori minieolici. In caso di risposta positiva a questo primo quesito, sarebbe viceversa certo il successo commerciale, in quanto si tratta di un'opzione tecnologica, la cui localizzazione sarebbe indipendente dal regime dei venti a poche decine di metri dal suolo, che limita in modo radicale la diffusione dei tradizionali generatori eolici.

Grazie a questa caratteristica, come siti ove installare *Kite Gen* potrebbero essere scelti quelli dove è minimo l'impatto ambientale.

Non può infine essere trascurato il fatto che si tratta di macchine in grado di fornire agevolmente un centinaio di MW, in modo ragionevolmente costante nel tempo, quindi assimilabili ai tradizionali generatori elettrici per quanto concerne la gestione delle reti (vedi paragrafo 6.12).

## 6.8 Sfruttamento del calore geotermico a bassa entalpia

### *Le prospettive tecniche*

Il calore geotermico può essere sfruttato per obiettivi diversi a secondo del livello di temperatura e pressione a cui si trova l'acqua (livello entalpico). Quando essa si presenta sotto forma di vapore, viene utilizzata in un impianto per la produzione elettrica molto simile a quelli termoelettrici tradizionali. È l'applicazione più diffusa, in cui l'Italia è stata per anni all'avanguardia.

A temperature inferiori il calore geotermico può essere impiegato per il teleriscaldamento, come avviene, ad esempio, nella città di Ferrara, oppure trasferito a un fluido a basso punto di ebollizione che, una volta trasformato in tal modo in vapore, alimenta una turbina *ad hoc* coassiale con un generatore elettrico (ciclo duale). Tuttavia il calore geotermico può trovarsi a entalpia così bassa da non consentire nessuno dei suddetti utilizzi. In tal caso può però fungere da sorgente fredda di una *pompa di calore*. La pompa di calore opera in modo inverso rispetto al compressore di un frigorifero, il quale comprime un fluido che, evaporando, sottrae calore all'interno del frigorifero, abbassandone notevolmente la temperatura.

In un circuito che contiene una pompa di calore un fluido a bassa pressione evapora sottraendo calore alla cosiddetta sorgente fredda, dopo di che la pompa di calore lo comprime scaldandolo, e il fluido, condensandosi, cede il calore assorbito, per esempio, all'aria interna di un edificio, ma a temperatura più alta, dopo di che passando attraverso una valvola di espansione vaporizza di nuovo. In ultima analisi si ha il trasporto di calore da una temperatura troppo bassa per uno sfruttamento diretto a una temperatura più elevata, dove ciò diventa possibile. Ciò avviene a spese di gran parte dell'energia assorbita dalla pompa di calore per il suo funzionamento, e l'efficacia dell'operazione viene misurata dal cosiddetto coefficiente di prestazione (COP) che, a parità di pompa, è evidentemente tanto più elevato quanto minore è la differenza di temperatura fra sorgente fredda e ambiente in cui il calore viene utilizzato. Di qui il vantaggio di avere come sorgente fredda calore geotermico.

### *Le prospettive di mercato*

Le difficoltà nello sfruttamento del calore geotermico a bassa entalpia sono a lungo dipese dalla ridotta affidabilità delle pompe di calore e dal loro costo eccessivamente elevato.

Gradatamente, però, si è riusciti a migliorare in modo significativo la prima e a ridurre a livelli accettabili il secondo. Oggi in Italia sono sul mercato costruttori di pompe di calore sia su licenza, sia con *know-how* proprio, in grado di offrire e garantire impianti a pompa di calore.

Anche il confronto economico con la produzione di calore mediante combustibili fossili continua a migliorare in seguito alla corsa verso l'alto delle quotazioni del petrolio, che si riflettono direttamente sui prezzi del gasolio e indirettamente su quelli del gas, fortemente indicizzati su quello del greggio.

Per il momento mancano ancora esperienze sufficientemente numerose e prolungate nel tempo per avere risposte univoche e definitive sul comportamento degli impianti in un ambiente dalla composizione chimica variabile come quello geotermico, tuttavia sussistono le premesse per un certo sviluppo industriale ed economico di questa applicazione tecnologica.

## 6.9 La cogenerazione distribuita

### *Le opzioni tecnologiche commercialmente disponibili*

La progettazione di un impianto che fornisca energia sia elettrica sia termica non rappresenta certo una novità. In passato stabilimenti industriali di sufficienti dimensioni che per il loro proces-

so produttivo richiedevano quantitativi rilevanti di elettricità e di calore, hanno realizzato impianti di cogenerazione anche di taglia ragguardevole. Naturalmente si progetta l'impianto in modo da disporre di energia termica con caratteristiche (pressione, temperatura) sufficientemente elevate da consentirne utilizzi di interesse economico, con il vantaggio di sfruttare maggiormente l'energia primaria del combustibile, in quanto si possono realizzare rendimenti complessivi (elettrico più termico) superiori all'80%, anche se questo dato da solo non è sufficiente per valutare la bontà del processo.

La qualità delle due energie messe a disposizione è infatti diversa: per l'energia elettrica è molto elevata (basti pensare alla sua convertibilità in tutte le altre forme di energia e alla molteplicità delle sue applicazioni anche a notevole distanza dal punto di generazione), mentre per l'energia termica dipende dal livello di temperatura (e anche della pressione) e risulta comunque penalizzata dal fatto di non essere trasportabile a grande distanza. Differenze che si traducono in un diverso valore economico delle due forme di energia.

Il processo di cogenerazione, oltre che dal rendimento complessivo, è pertanto caratterizzato anche dal rapporto fra calore ed elettricità prodotti e dalla qualità del primo. Sotto questo profilo fornire calore a elevata entalpia a un processo industriale in quantità ragionevolmente costante e per un sostanzioso numero di ore all'anno è diverso dal farlo a basse temperature per il riscaldamento di edifici, che oltre tutto alle latitudini italiane è quasi sempre caratterizzato da una domanda limitata a un numero ristretto di mesi.

In entrambi i casi si parla comunque di utenze (una fabbrica o un quartiere cittadino) di grosse dimensioni, mentre la cosiddetta *generazione distribuita* (GD), cioè su piccola scala, è fenomeno più recente. Nasce con lo scopo di generalizzare, per quanto possibile, gli effetti della maggiore efficienza energetica degli impianti cogenerativi quando l'utenza è di dimensioni più ridotte (un centro commerciale oppure un grosso condominio), anche perché la contiguità con le utenze rende molto agevole la cogenerazione, quando queste sono caratterizzate da una significativa domanda termica. Oltre tutto con la recente comparsa sul mercato a prezzi contenuti di macchine ad assorbimento, che convertono il calore in frigoriferi, è diventato possibile passare dalla cogenerazione alla *trigenerazione*, sfruttando il calore per climatizzare gli ambienti durante l'estate.

Tuttavia, strada facendo, a favore della GD emerge anche un ulteriore vantaggio, in prospettiva altrettanto importante: l'energia elettrica prodotta dalla GD non grava sulle linee di trasmissione, in quanto i relativi impianti sono connessi direttamente con le linee elettriche di distribuzione, su cui è confinato il loro interscambio con la rete. Il potenziamento delle linee di trasmissione soprattutto in territori densamente antropizzati come quelli europei, risulta infatti molto difficoltoso, dovendo fare i conti con opposizioni locali spesso più determinate di quelle che si frappongono alla realizzazione di nuovi impianti di generazione. Analoghi problemi si incontrano in aree altrettanto antropizzate, come quella nord-orientale degli Stati Uniti, dove infatti la GD incomincia a essere considerata un contributo essenziale alla loro soluzione.

Ulteriori vantaggi rispetto a quelli già ricordati (maggiore efficienza energetica, alleggerimento dei carichi sulla rete di trasmissione) vengono dalle dimensioni ridotte degli impianti per la GD, che in tal modo non creano i tipici problemi di localizzazione delle tradizionali centrali elettriche. Anche i tempi di consegna e di installazione risultano molto contenuti. Sotto questo profilo la GD rappresenta la risposta quasi ideale alla crescita della domanda elettrica, in quanto i modesti incrementi di potenza dovuti alle singole installazioni consentono di adeguarvisi praticamente con continuità, mentre la loro ubicazione presso le utenze finali risulta ottimale anche per quanto concerne i carichi sulla rete di distribuzione. Se a ciò aggiungiamo le mancate perdite di energia che si verificano a partire dalle sottostazioni di trasformazioni delle grandi centrali elettriche, lungo la rete di trasmissione e infine di distribuzione, ne discendono risparmi anche in termini eco-

nomici, che in misura diversa da caso a caso vanno a controbilanciare i maggiori costi unitari di produzione rispetto ai grandi impianti tradizionali. Per contro i costi di esercizio e manutenzione risultano proporzionalmente maggiori, a meno di non disporre di una società di servizi energetici (ESCO) in grado di gestire in modo ottimale un numero sufficiente di installazioni ubicate in una determinata area.

Un altro fattore che può avere notevole influenza sulla convenienza di un impianto di cogenerazione è il costo del combustibile, in particolare quando lo differenzia dagli altri impianti di produzione presenti nel sistema elettrico al cui interno deve operare. Se, ad esempio, il mix produttivo è composto quasi esclusivamente da centrali nucleari e idroelettriche (come in Francia), quindi con il costo dell'energia generata in larga misura indipendente da quello dei combustibili fossili, un rincaro del combustibile utilizzato rende meno competitivo un impianto di cogenerazione (mentre un calo nei prezzi lo favorisce). Viceversa in Italia, dove l'utilizzo di gas naturale è particolarmente elevato nella generazione elettrica come nella produzione di calore, il suo rincaro rende più appetibile la cogenerazione, che lo utilizza con elevata efficienza.

Nel caso della cogenerazione distribuita la scelta del motore primo e della sua taglia viene generalmente determinata dalle curve di carico termico (richiesta di calorie o frigorie) dell'utenza. Si tende normalmente a sottodimensionare l'impianto, in modo da utilizzarlo il più possibile e ridurre al minimo i tempi di ritorno dell'investimento. L'impianto viene inoltre normalmente gestito inseguendo il carico termico e gli eventuali scompensi tra domanda e produzione di energia elettrica sono compensati dalla rete; si tende quindi a scegliere motori primi che consentano un'offerta in grado di approssimare al meglio il rapporto domanda termica/domanda elettrica. Frequente è la decisione di installare sistemi modulari, che non solo limitano al minimo il rischio di interruzioni del servizio all'utente finale e consentono di modulare la produzione in funzione della domanda, ma, se in numero ridondante, possono essere utilizzati a rotazione, così da eseguire gli interventi di manutenzione senza che interferiscano con il funzionamento dell'impianto.

Più in generale va tenuto presente che la cogenerazione deve competere su due diversi mercati, fra loro indipendenti: quello dell'energia elettrica e quello dell'energia termica. Inoltre se il rapporto fra domanda di energia elettrica e calore varia nel tempo, in cogenerazione si è costretti a fare ricorso a tecnologie sufficientemente flessibili (il che non avviene mai gratis) o ad accumuli del calore (immagazzinabile solo in misura limitata e a costi elevati) oppure a produrre parte dell'energia termica separatamente, con caldaie *ad hoc* (soluzione di norma prescelta nel teleriscaldamento, per fare fronte alle punte invernali della domanda). Le caldaie possono servire anche di soccorso nel caso di fuori servizio dell'impianto, mentre le fluttuazioni nella domanda o nell'offerta di energia elettrica sono di norma compensate collegando l'impianto alla rete elettrica.

Per contro come le fonti rinnovabili la cogenerazione distribuita comporta un diverso modo di utilizzo delle reti di distribuzione, per cui anche la sua diffusione richiederà lo sviluppo di *smart grid* (vedi paragrafo 6.12). L'Unione Europea nel quadro della Direttiva del 2003 sulle norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica considera facenti parte della GD gli impianti di generazione connessi alla rete di distribuzione, mentre la Direttiva del 2004 per la promozione della cogenerazione suddivide la GD cogenerativa in:

- microcogenerazione, quando la potenza elettrica è inferiore a 50 kW;
- piccola cogenerazione, quando la potenza elettrica è inferiore a 1 MW.

L'Autorità per l'energia, sulla base di quanto previsto dalla normativa nazionale, fornisce invece le seguenti definizioni:

- GD (*generazione distribuita*): l'insieme degli impianti di generazione con potenza nominale inferiore a 10 MVA;



- sottoinsieme della GD è la MG (*microgenerazione*): l'insieme degli impianti per la produzione di energia elettrica, anche in assetto cogenerativo, con capacità di generazione elettrica non superiore a 1 MW.

Le principali tecnologie utilizzate negli ambiti della GD e della MG che operano in cogenerazione, sono le seguenti:

- a) impianti tradizionali a turbina a vapore a contropressione o a condensazione con spillamento di vapore,
- b) cicli combinati;
- c) turbine a gas tradizionali;
- d) microturbine;
- e) motori endotermici (o a combustione interna);
- f) motori Stirling.

Se tuttavia si assumono come riferimento i limiti posti dalle definizioni europee, più consone al concetto di GD, con potenze massime ammissibili non superiori al MW, le tecnologie di cui ai punti a) e b) sono di fatto escluse. Inoltre, poiché le applicazioni di motori Stirling sono molto limitate, la cogenerazione distribuita italiana si avvale in pratica delle tecnologie c), d) ed e).

Le turbine a gas sono caratterizzate da un'elevata affidabilità, bassi costi di generazione di energia elettrica, possibilità di cogenerazione con produzione di vapore ad alta pressione (utilizzabile in ambito industriale: industrie alimentari, tessili, per la produzione di carta, gomme ecc., o nell'ambito del condizionamento dell'aria, in aeroporti, centri commerciali, ospedali, ecc.) e basse emissioni. Come applicazioni di GD le turbine a gas rappresentano una delle tecnologie con più basso costo di manutenzione.

Rispetto ai motori a combustione interna le turbine a gas hanno inoltre il vantaggio di avere migliori rapporti peso-potenza e ingombro-potenza. Infine le turbine a gas lavorano preferibilmente a carico costante, mentre i motori a combustione interna inseguono meglio il carico. La necessità di essere alimentate con gas ad alta pressione può costituire una significativa barriera alla diffusione di piccole turbine (sotto i 5 MW).

Soprattutto nei centri urbani per la GD si ricade normalmente su piccole taglie, dove i motori endotermici rappresentano la soluzione più adottata, perché in assoluto la più economica. La scelta della tipologia di motore dipende da diversi fattori.

Generalmente si utilizzano motori Diesel, che hanno bassi costi di installazione, sono sistemi compatti con elevata potenza e, dove il gas non è disponibile o è troppo costoso, possono funzionare a gasolio. I motori Otto (a gas) si utilizzano invece quando si hanno restrizioni sulle emissioni gassose e i costi di manutenzione sono più importanti dei costi di installazione. Le condizioni ambientali possono avere un'influenza non trascurabile sulla potenza elettrica erogata, soprattutto quando fa molto caldo, in quanto la temperatura ambiente determina la densità dell'aria aspirata nel cilindro, e quindi la potenza.

I motori endotermici impiegati per la generazione elettrica hanno in generale una buona capacità di inseguimento del carico, di avviamento e di arresto. Hanno inoltre raggiunto elevata affidabilità, richiedendo pochi interventi manutentivi, garantendo quindi un'elevata disponibilità (fino al 95%).

Per impianti di piccole dimensioni (orientativamente non molto superiori ai 100 kWe e alle 150.000 kcal/h) sono addirittura disponibili sistemi già assemblati a "monoblocco".

Accanto alle tecnologie per la GD già presenti da tempo sul mercato (motori a combustione interna, turbogas), è attualmente disponibile anche l'opzione delle microturbine, che si basano su

una concezione originale del motore primo, sviluppata di recente, quindi presumibilmente soggetta a ulteriori innovazioni. Sono macchine di dimensioni contenute, costituite da un monoblocco che ospita tutto l'impianto composto da:

- compressore centrifugo;
- turbina radiale centripeta, calettata su di un albero operante a velocità dell'ordine di 50.000-120.000 giri/min;
- rigeneratore (o scambiatore di calore aria/gas di scarico - necessario a conseguire rendimenti di ciclo accettabili con i limitati rapporti di compressione consentiti dalla tipologia delle turbomacchine impiegate) nel quale, mediante l'utilizzo del calore dei gas uscenti dalla turbina, è riscaldata l'aria prima del suo ingresso nella camera di combustione. In questo modo il calore recuperato riduce la quantità di combustibile necessario a pari temperatura di ingresso del gas in turbina, con aumento del rendimento del ciclo termodinamico;
- combustore, che consente di ridurre le emissioni di  $\text{NO}_2$  di un ordine di grandezza rispetto ai motori alternativi a gas, senza la necessità di introdurre allo scarico sistemi di abbattimento dedicati;
- sistema di recupero termico, costituito da uno scambiatore di calore che recupera l'energia termica dai gas di scarico producendo, ad esempio, acqua calda o vapore a bassa pressione (dalla microturbina fuoriescono allo scarico dei gas caldi a temperature generalmente superiori ai  $250^\circ\text{C}$ , che possono essere utilmente sfruttati in una caldaia a recupero per la produzione di calore utile in applicazioni di tipo cogenerativo);
- generatore elettrico, associato a un sistema di conversione della frequenza che modifica la frequenza dell'energia elettrica prodotta (fra 1.500 Hz e 4.000 Hz), portandola al valore della frequenza nominale di rete (50 Hz) mediante un convertitore statico a raddrizzatore e *inverter*.

Date le potenze contenute, anche le microturbine sono disponibili in monoblocchi. Questi sistemi risentono però delle variazioni della temperatura e della pressione dell'ambiente da cui aspirano l'aria comburente. Al crescere della temperatura, diminuiscono il rendimento e la potenza prodotta, mentre al suo diminuire si ha l'effetto inverso; se la pressione scende, in misura proporzionale scende anche la potenza prodotta.

Le microturbine in assetto cogenerativo sono una tecnologia piuttosto recente, ma con ottime prospettive nel campo delle piccole taglie (fino a 200 kW) dove si concentrano i maggiori interessi nel caso di utenze urbane (residenziali, centri commerciali, terziario, ecc.). I vantaggi più significativi delle microturbine rispetto ai motori alternativi sono i più ridotti ingombri, pesi e livelli di rumorosità, la quasi assenza di vibrazioni e una cogenerazione coerente con elevati rapporti domanda termica/domanda elettrica, nonché la larga flessibilità di esercizio (ampio intervallo di potenza termica disponibile a parità di potenza meccanica prodotta grazie al dispositivo di by-pass presente sul lato fumi).

I bassi rendimenti termodinamici ai carichi parziali, unitamente ai costi d'investimento ancora elevati, ne limitano attualmente la competitività rispetto ai motori endotermici. Tuttavia, essendo una tecnologia ancora nella fase iniziale di sviluppo, è da attendersi una significativa diminuzione dei costi in funzione dell'apprendimento.

Di conseguenza secondo molti esperti le microturbine presentano prospettive di sviluppo tali da far prevedere in tempi ravvicinati condizioni tecnico-economiche favorevoli, come conferma la rapida crescita delle unità vendute.

In prospettiva si potrà disporre per la cogenerazione anche di impianti FV ibridi, visto che, soprattutto in quelli futuri a concentrazione, si dovrà raffreddare la cella FV per evitare che temperature troppo elevate compromettano le proprietà strutturali dei materiali di supporto.



### ***Le potenzialità di sviluppo della cogenerazione distribuita***

Quali le prospettive della cogenerazione distribuita nel nostro paese? Storicamente la cogenerazione *tout court* è stata piuttosto diffusa in Italia, per la presenza di imprese che autoproducevano l'energia elettrica e termica per i propri stabilimenti. Ha avuto una ripresa a partire dagli anni '90 grazie in particolare agli incentivi che il provvedimento CIP 6 ha garantito a questa soluzione. Da metà degli anni '90 in Italia gli impianti per generazione distribuita basati su turbine a gas in termini di potenza sono mediamente cresciuti a tassi non lontani dal 20% l'anno, percentuale che sale circa al doppio per quelli con motori a combustione interna.

Secondo le previsioni più attendibili, i tassi storici di crescita degli impianti cogenerativi di piccola dimensione sembrano destinati a rimanere tali anche nel prossimo futuro, essendo in grado di soddisfare la domanda di svariate categorie di utenze. Ad esempio, secondo proiezioni della Confindustria la capacità installabile di cogenerazione distribuita dovrebbe essere pari a 3.200 MW di qui al 2014 e a 6.200 MW di qui al 2020.

### ***Prospettive delle diverse attività connesse con la cogenerazione distribuita***

Le attività produttive connesse con la cogenerazione distribuita possono essere suddivise in tre comparti:

- a) componentistica;
- b) impiantistica;
- c) servizio energia.

Per quanto concerne il punto a), le due produzioni con maggiori prospettive sono:

- i *chiller*;
- le microturbine.

Vi sono infatti margini per sviluppare e produrre *chiller* più efficienti e meno costosi, in grado cioè di reggere la competizione con l'aggressiva concorrenza cinese, mentre per le microturbine non solo lo studio dell'IAE considera necessario un ulteriore sforzo innovativo per ridurne i costi, ma anche il numero molto limitato degli attuali produttori su scala mondiale (in Italia esiste addirittura un solo produttore, che fornisce microturbine di un'unica taglia) mettono in evidenza gli spazi disponibili per nuove attività produttive. Per quanto concerne il punto b), quando le taglie non sono superiori a poche centinaia di kW sussistono spazi di mercato per imprese interessate ad assemblare in un monoblocco i componenti di un impianto (non importa se tutti tradizionali - Diesel, generatori elettrici a catalogo, ecc. - o no).

Per il punto c), nuove società di servizi energetici (ESCO) possono trovare spazio, malgrado l'elevato numero di quelle già costituite (iscritte in un apposito registro tenuto dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas), se si mettono in grado di offrire un servizio affidabile a costi ragionevoli, cosa che molte di quelle esistenti non appaiono in grado di garantire.

## **6.10 Le tecnologie per migliorare l'efficienza negli utilizzi finali dell'energia elettrica**

### ***Le opzioni tecnologiche commercialmente disponibili***

Le principali soluzioni tecnologiche comunemente perseguite per migliorare l'efficienza elettrica sul lato della domanda sono le seguenti:

- a) rifasamento elettrico dei carichi;
- b) installazione di motori elettrici a efficienza più elevata;
- c) ottimizzazione dei sistemi di regolazione di motori elettrici e della loro gestione, in particolare mediante controllo elettronico della velocità;

- d) installazione di sistemi automatici di accensione, spegnimento e regolazione dell'intensità dei sistemi di illuminazione (dai più tradizionali temporizzatori e sensori di occupazione a sistemi che attenuano l'illuminazione delle zone periferiche quando è disponibile illuminazione naturale);
- e) installazione di sistemi di illuminazione più efficienti (lampade fluorescenti a diametro ridotto e migliore resa di colore, alimentazione elettronica ad alta frequenza in luogo dei reattori elettromagnetici, riflettori speculari e a geometria ottimizzata, lampade alogene con filtri per la radiazione infrarossa, deviatori e diffusori della luce naturale verso l'interno dell'edificio sono alcune delle opzioni più interessanti); in prospettiva illuminazione con LED;
- f) installazione di apparecchiature a basso consumo in *stand-by*;
- g) dispositivi per la drastica riduzione del consumo in *stand-by* di apparecchiature esistenti;
- h) sistemi di posizionamento in *stand-by* di apparecchiature di uso saltuario;
- i) sistemi di spegnimento automatico di apparecchiature in *stand-by* (un normale televisore lasciato sempre in tale posizione può consumare più energia quando non è utilizzato che durante le ore di visione);
- j) elettrodomestici, pompe di circolazione dell'acqua e apparecchiature per ufficio (computer, stampanti, fax, ecc.) a elevata efficienza (la riduzione dei consumi con sostituzione di vecchi apparecchi con elettrodomestici ad alta efficienza è ad esempio stimabile intorno al 30%);
- k) essiccazione con dispositivi a microonde e radiofrequenza;
- l) fusioni e cotture con forni a conduzione e irraggiamento;
- m) interventi per la sostituzione di scaldacqua elettrici (per acqua calda sanitaria o per lavastoviglie, lavatrici, ecc.) con dispositivi alimentati con fonti rinnovabili o a più alta efficienza, o mediante teleriscaldamento;
- n) installazione di pompe di calore elettriche o a gas per riscaldamento e raffreddamento,
- o) sistemi di automazione dei processi continui e di telegestione.

### ***Le potenzialità di sviluppo di tecnologie per migliorare l'efficienza negli utilizzi finali***

È innegabile l'esistenza di notevoli margini per un uso più razionale dell'energia. Già nel corso dell'ultimo decennio del secolo scorso si sono infatti ottenuti risultati significativi sul fronte dell'innalzamento dell'efficienza energetica (in Italia 30 TWh in meno rispetto al 1990 nel caso degli elettrodomestici) per la spinta all'innovazione stimolata da due direttive europee del 1994 e del 1996, che hanno imposto l'etichettatura energetica (consentendo ai consumatori di scegliere i prodotti anche in base ai consumi) e la definizione di standard prestazionali (impedendo così l'immissione sul mercato dei prodotti energeticamente più scadenti).

Anche nel campo dell'illuminazione si sono avute negli ultimi 10-15 anni del XX secolo importanti evoluzioni tecnologiche, che hanno consentito di migliorare le prestazioni e di diminuire i costi di soluzioni a basso consumo. È il caso delle lampadine compatte fluorescenti, che consentono di fornire le stesse prestazioni con consumi energetici largamente inferiori rispetto a quelle a incandescenza. La loro diffusione è in rapida crescita e con l'allargamento del mercato si è ridotto il prezzo di vendita.

Tuttavia questa soluzione è stata storicamente poco utilizzata in Italia, dove 50 TWh circa dei consumi elettrici è impiegato per l'illuminazione. In particolare nel settore residenziale ancora nel 2004 le lampadine a incandescenza coprivano il 90% circa del totale delle tipologie di sorgenti luminose. I margini di miglioramento sono quindi notevoli anche in questo settore.

Al di là della adeguatezza della strumentazione tecnica adottata per incentivare l'uso razionale dell'energia, qualsiasi iniziativa rischia però l'insuccesso senza la partecipazione attiva degli utenti finali, il che richiede però campagne adeguate di informazione e di coinvolgimento, in partico-

lare della clientela più disinformata, quella domestica: un impegno, a differenza di altri paesi, in Italia affatto carente. Quale l'effettivo potenziale di interventi volti a promuovere l'uso razionale dell'energia? Per quanto concerne l'Italia, fra le molte analisi disponibili se ne citano due particolarmente accurate. Secondo un rapporto del Gruppo di ricerca del Politecnico di Milano sull'efficienza energetica negli usi finali dell'energia, commissionato da Greenpeace, l'effetto di una serie di interventi già oggi economicamente convenienti, da realizzarsi tra il 2007 e il 2020 porterebbe a un risparmio di energia elettrica pari 83 TWh/anno nel 2020, con un beneficio economico al netto degli investimenti di 65 miliardi di euro.

Secondo un'analisi svolta dalla Confindustria in collaborazione con l'ENEA e il CESI Ricerca, i risparmi potenziali annui conseguibili entro il 2016 nell'utilizzo dell'energia elettrica sarebbero pari a circa 70 TWh: cifra consistente con quella al 2020 del Politecnico di Milano.

Queste ipotesi possono in larga misura diventare realistiche se per alcune scadenze previste dalla legge finanziaria 2008 non interverranno deroghe. Si fa riferimento a:

- il divieto, a partire dal primo gennaio 2011, dell'importazione, distribuzione e vendita di lampadine a incandescenza;
- il divieto, sempre a partire dal primo gennaio 2011, dell'importazione, distribuzione e vendita di elettrodomestici privi di dispositivi per interrompere il collegamento con la rete elettrica (eliminando di conseguenza l'attuale consumo quando si trovano in stand-by);
- il divieto, a partire dal primo gennaio 2010, di commercializzare elettrodomestici di classe inferiore alla A e motori elettrici appartenenti alla classe 3, sia venduti tal quali sia posti all'interno di apparati.

### ***Prospettive delle diverse attività connesse con il miglioramento dell'efficienza negli usi finali***

Dall'analisi degli interventi elencati più sopra e delle prescrizioni fornite dalla legge finanziaria 2008 emergono come particolarmente promettenti nuove attività produttive in alcuni comparti relativi a:

- a) applicazioni in tutti i settori, ma percentualmente rilevanti nel domestico e nel terziario:
  - sistemi automatici di accensione, spegnimento e regolazione dell'intensità dei sistemi di illuminazione;
  - lampade alogene con filtri per la radiazione infrarossa;
  - alimentazione elettronica ad alta frequenza in luogo dei reattori elettromagnetici;
  - riflettori speculari e a geometria ottimizzata;
  - deviatori e diffusori della luce naturale verso l'interno dell'edificio;
  - LED;
  - sistemi di spegnimento automatico di apparecchiature in *stand-by*;
- b) applicazioni nel settore industriale:
  - fusioni e cotture con forni a conduzione e irraggiamento;
  - sistemi di automazione dei processi continui e di telegestione.

Se non interverranno deroghe e tenendo conto dei tempi medi di sostituzione degli apparecchi che li utilizzano, i sistemi di spegnimento automatico di apparecchiature in *stand-by* dovrebbero essere inseriti in tutti gli apparecchi presenti in Italia entro il 2020.

Con la sostituzione dei contatori elettromeccanici con quelli digitali anche nel settore domestico e del piccolo commercio, che per lo meno nei principali nuclei urbani si concluderà presumibilmente entro il 2020, anche per questa tipologia di utenza dovrebbero diffondersi in misura rilevante i contratti per l'elettricità a tariffa bioraria, che a loro volta tenderebbero a favorire l'ac-

quisto di tutte le altre applicazioni indicate al punto a). Naturalmente la loro maggiore o minore penetrazione dipenderà dalla diffusione di adeguate campagne di informazione, ma ancora di più dall'introduzione di normative che impongano l'utilizzo di determinate tecnologie (per esempio i LED, una volta che abbiano raggiunto la maturità commerciale).

Considerazioni analoghe a queste ultime valgono per le applicazioni indicate al punto b).

## 6.11 Le tecnologie per la cattura e il sequestro della CO<sub>2</sub> (CCS)

### *Le opzioni tecnologiche*

La soluzione ideale ai problemi posti dalle emissioni di CO<sub>2</sub> sarebbe separarla dagli altri effluenti e successivamente stoccarla in siti geologicamente adeguati in tutte le circostanze in cui viene prodotta. In pratica è impossibile adottare questa soluzione nei casi di molti piccoli punti di emissione dispersi, come avviene, ad esempio, con i fumi della combustione per il riscaldamento degli edifici, o a maggior ragione, per i mezzi di trasporto.

Oltre ad alcuni processi industriali, come il *reforming* di idrocarburi per la produzione di idrogeno, le grandi emissioni concentrate di CO<sub>2</sub> provengono dalle centrali termoelettriche (nei paesi sviluppati, con l'eccezione di quelli dove gran parte della produzione elettrica è nucleare o da rinnovabili, il 25%-30% del totale delle emissioni).

All'interno di questa categoria le centrali che bruciano carbone, oltre a essere prevalenti su scala mondiale, producono circa il doppio di CO<sub>2</sub> rispetto a un ciclo combinato a gas e il 25% in più di una centrale alimentata da olio combustibile.

Per questo motivo i programmi di CCS sono attualmente focalizzati sull'applicazione nelle centrali a carbone, nella prospettiva, però, di estenderne successivamente l'uso anche agli altri impianti termoelettrici e industriali non appena se ne ravviserà la convenienza economica.

Il CCS si articola in tre fasi:

1. cattura della CO<sub>2</sub>;
2. trasporto fino al sito di stoccaggio;
3. stoccaggio definitivo e monitoraggio.

Per quanto riguarda le centrali a carbone, la cattura della CO<sub>2</sub> può essere praticata mediante:

- cattura a monte della combustione: il *syngas* prodotto dalla gassificazione del carbone viene prima purificato poi sottoposto a una reazione di CO-shift e quindi la CO<sub>2</sub> viene catturata, solitamente grazie a un processo ad assorbimento;
- cattura a valle della combustione: i gas esausti vengono prima purificati da tracce di contaminanti, quali particolato e ossidi di zolfo, dopo di che sono trattati con un liquido che agisce come assorbente della CO<sub>2</sub>;
- ossi-combustione: il comburente impiegato è ossigeno, da cui si generano gas esausti composti da CO<sub>2</sub> e H<sub>2</sub>O, oltre a tracce di impurità. Queste ultime vengono eliminate (principalmente particolato e ossidi di zolfo), mentre l'acqua viene condensata cosicché la frazione restante è CO<sub>2</sub> relativamente pura.

La cattura a monte della combustione sembrerebbe essere la tecnologia più promettente. Tuttavia, è unanime il consenso sulla necessità di continuare a studiare le tre alternative, con l'obiettivo di ridurre i costi e incrementare l'efficienza complessiva di ciascun processo. Una volta intrapresa la fase di diffusione delle tecnologie CCS, emergerà la strada economicamente più vantaggiosa. È chiaro che mentre tutte e tre le tecnologie sono in competizione per le nuove installazioni, una rapida espansione delle tecnologie CCS sul parco termoelettrico in esercizio implica interventi di

retrofit, ricorrendo quindi alla cattura a valle della combustione come scelta quasi obbligata, con i conseguenti costi più elevati rispetto alla costruzione da zero di nuovi impianti.

Passando alla seconda fase del processo di CCS, il trasporto di CO<sub>2</sub> compressa è una tecnologia nota ed è impiegata da anni nell'industria e per l'*Enhanced Oil & Gas Recovery* (EOGR). Resta da verificarne su larga scala il funzionamento e alcuni aspetti legati alla sicurezza dei sistemi integrati, dalla cattura fino allo stoccaggio. Già oggi i costi di trasporto sono piuttosto contenuti: nel caso di gasdotti lunghi circa 100 km il costo è stimabile in 3,5 €/t di CO<sub>2</sub>.

Per quanto attiene lo stoccaggio, le capacità già accertate consentirebbero il confinamento della produzione mondiale di CO<sub>2</sub> per diversi decenni. Sono numerose le strade percorribili per lo stoccaggio, ma le potenzialità maggiori sembrano riposte nel sequestro geologico, in particolare negli acquiferi salini profondi. Secondo stime presentate di recente dal CESI Ricerca, le potenzialità di sequestro geologico in Italia sono comprese tra 16 e 47 Gt di CO<sub>2</sub>, che equivarrebbero a 100÷300 anni di emissioni dell'attuale parco termoelettrico italiano.

Il costo dello stoccaggio e del successivo monitoraggio della CO<sub>2</sub> dipende fortemente dalle caratteristiche del sito stesso (profondità, conformazione geologica, ecc.).

Attualmente, oltre ovviamente al costo, i fattori limitanti l'impiego dei processi di stoccaggio di CO<sub>2</sub> sono principalmente due:

- l'accettazione da parte della popolazione;
- la mancanza di una legislazione specifica riguardo il confinamento geologico.

Essi possono essere superati solo attraverso:

- l'avvio di programmi dimostrativi sulle potenzialità delle tecnologie di stoccaggio geologico, verificandone l'efficienza e la sicurezza;
- una mappatura accurata dei siti geologici idonei allo stoccaggio di CO<sub>2</sub>; l'analisi e la valutazione dei rischi associati al sequestro in tali siti.

Secondo le stime più attendibili, i costi di cattura dovrebbero incidere per il 70% circa dei costi complessivi, il trasporto per il 5% e il sequestro per il 25%. Il costo a cui il CCS diverrà commercialmente viabile dipenderà dalle quotazioni della CO<sub>2</sub> nel mercato dell'*emission trading*. Il punto di incrocio fra quotazioni tendenzialmente crescenti e costi di CCS presumibilmente decrescenti potrebbe collocarsi nella fascia fra 40 e 50 dollari per tonnellata.

### ***Le potenzialità di sviluppo delle tecnologie CCS***

Oggi i combustibili fossili coprono l'80% circa del fabbisogno energetico mondiale e per i prossimi decenni è previsto che continuino a dare il principale contributo alla domanda di energia.

In particolare, fra i combustibili fossili il carbone registrerà il maggiore incremento della domanda in termini assoluti tra il 2005 e il 2030, grazie soprattutto all'incremento di 4-5 volte dei consumi di Cina e India, che da sole rappresentano il 45% della domanda totale aggiuntiva.

Al fine di ridurre le emissioni in atmosfera di gas climalteranti - *in primis* le emissioni di CO<sub>2</sub> - a livello internazionale si ritiene importante intervenire parallelamente su più fronti. In ordine di efficacia si sono individuati:

- l'efficienza energetica;
- la CCS;
- le fonti rinnovabili.

Il *Comitato Intergovernativo sui Cambiamenti Climatici* ha riconosciuto che l'efficienza energetica e l'uso di energie rinnovabili non basteranno da soli a conseguire le riduzioni delle emissio-



ni di CO<sub>2</sub> in atmosfera necessarie per contenere l'aumento della temperatura entro i 2°C da oggi al 2100. Di qui il ricorso obbligato al CCS nella strategia complessiva per il contenimento del riscaldamento globale.

Guardando agli impianti di produzione di energia elettrica da combustibili fossili, che da soli sono oggi responsabili di circa un terzo delle emissioni globali di CO<sub>2</sub>, l'utilizzo di tecnologie CCS si configura pertanto come una opzione indispensabile nel medio-lungo termine. Fra tutti i combustibili fossili impiegati per la produzione di energia elettrica, il carbone è quello più utilizzato (30% dell'elettricità nell'UE, il 50% in USA, il 75% in Cina, ecc.) e al tempo stesso è anche il combustibile a maggiore intensità di carbonio e conseguentemente con le più elevate emissioni specifiche di CO<sub>2</sub> (emissioni di CO<sub>2</sub> circa doppie rispetto a un moderno ciclo combinato a gas). Si evince quindi il contributo importante che potrebbe essere dato dalla realizzazione di centrali a carbone "zero emission".

Oggi un impianto a carbone con cattura quasi totale della CO<sub>2</sub> è tecnicamente fattibile, essendo stato provato su piccola scala, ma prima di arrivare alla diffusione commerciale occorre realizzare impianti dimostrativi di dimensione adeguata. L'UE intende sostenere l'attività di R&S&D nel settore e si è prefissata l'obiettivo concreto di promuovere - nell'ambito del settimo programma quadro - la realizzazione di 10÷12 impianti dimostrativi in Europa entro il 2015 (l'Italia si è candidata a 1÷2 impianti pilota).

Non essendo prevista la commercializzazione delle tecnologie CCS prima del 2020, la Commissione Europea auspica che nel frattempo le nuove centrali elettriche a combustibile fossile utilizzino le migliori tecniche disponibili per quanto attiene l'efficienza e che siano progettate secondo la logica del *capture ready*, cioè tali da consentire una successiva installazione del sistema di cattura della CO<sub>2</sub>. A tale proposito, ad esempio in Olanda è in fase di aggiudicazione la gara per la costruzione di un impianto di generazione di energia elettrica dove è previsto lo spazio per una futura unità di cattura della CO<sub>2</sub>.

Pur in assenza di programmi di ricerca nazionali, in Italia stanno comunque emergendo numerose iniziative promosse dai maggiori *stakeholders*, soprattutto grazie alla presenza di competenze scientifiche sia nel mondo della ricerca pubblica, come, ad esempio, ENEA, CESI Ricerca, Istituto Nazionale di Geofisica e Vulcanologia, Istituto Nazionale di Oceanografia e Geofisica Sperimentale, sia dell'industria (ENEL, ANSALDO, Techint, ecc.).

Se a tutto ciò si aggiungono le condizioni geologiche favorevoli, l'Italia si presenta come uno dei candidati ideali a cogliere la sfida della CCS. Non a caso ENEL ha deciso di investire in Italia su due progetti dimostrativi: uno di post-combustione e l'altro di ossi-combustione. Entrambi gli impianti verranno realizzati a Brindisi, mentre a Fusina sarà avviato uno studio riguardante la combustione di idrogeno in un impianto a ciclo combinato. In tal modo ENEL acquisirà esperienza in tutte e tre le tecnologie CCS.

È stata infine varata una partnership ENI-ENEL per lo sviluppo di uno studio di fattibilità sulla cattura, trasporto e sequestro di CO<sub>2</sub>.

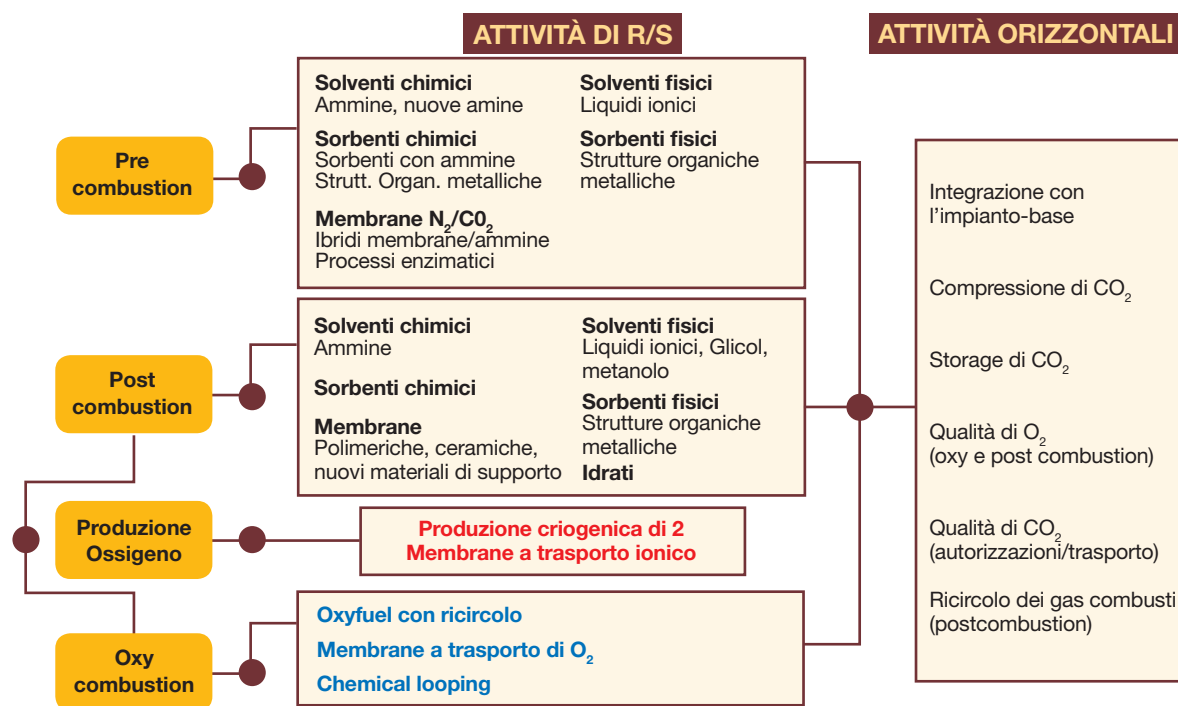
In sintesi, per poter arrivare a una diffusione delle tecnologie CCS si ritiene indispensabile:

- promuoverne l'accettabilità pubblica, dimostrando su larga scala la fattibilità dei processi, e dando risposte certe per tutti i rischi ambientali, sanitari e di sicurezza che potrebbero insorgere;
- abbattere i costi in maniera significativa, basandosi sulle tecnologie attuali o su altre emergenti;
- misurare, monitorare e verificare l'efficacia e l'efficienza delle diverse tecnologie al fine di individuare i processi più promettenti (*Life Cycle Assessment*).

Infine, la stesura di un programma di ricerca nazionale potrebbe creare le condizioni per fare sistema e favorire la creazione di un'industria italiana del settore.



Figura 6 - Roadmap della Piattaforma europea ZEPP (Zero Emission Power Plants).



### Prospettive industriali nelle attività connesse con i programmi di CCS

Date le dimensioni dei soli programmi europei, nei prossimi anni si svilupperà una domanda di nicchia ad alto valore aggiunto per componenti o prodotti richiesti dagli impianti pilota e dimostrativi che si realizzeranno, come risulta evidente dallo schema di Figura 6.

Tale domanda può quindi essere particolarmente interessante per imprese già attive con processi e tecnologie contigui, in quanto per soddisfarla non sarebbero costretti a introdurre costose diversificazioni rispetto a produzioni già in essere.

## 6.12 Smart grid

### La problematica

La crescente presenza in rete della cosiddetta *generazione distribuita* - piccoli impianti di cogenerazione (vedi paragrafo 6.9) o alimentati da fonti rinnovabili discontinue come il fotovoltaico o l'eolico (vedi paragrafo 6.2 e paragrafo 6.7) - dà luogo a un inserimento casuale sotto il profilo territoriale di un numero elevato di punti di generazione, il cui funzionamento, anche se non aleatorio, risponde alle esigenze delle utenze specifiche a essi asservite e non alle regole che determinano il dispacciamento dell'energia prodotta nei grandi impianti tradizionali.

Chiaramente la generazione distribuita altera tali regole e, anche per la sua ridotta programmabilità, potrebbe portare a situazioni di degrado della qualità dell'energia erogata e dell'affidabilità del sistema, che gli attuali criteri di regolazione e controllo non sarebbero in grado di gestire, anche perché scarsamente attrezzati per individuare le specifiche sorgenti di tale degrado.

È altresì evidente che una presenza massiccia della cogenerazione distribuita (unita a quella delle fonti basate su energie rinnovabili aleatorie) è destinata ad accentuare il fenomeno di deficit di potenza non programmati e non programmabili.

I primi studi su questi possibili effetti risalgono agli inizi degli anni '90, e hanno messo in evidenza che le reti, *così come si sono storicamente sviluppate*, pongono dei limiti alla penetrazione di impianti del genere, stimabili fra il 10 e il 20% della potenza rotativa di regolazione, la quale per definizione è inferiore alla potenza totale presente in rete.

Le prime verifiche sul campo sono state possibili in isole minori, dove la dimensioni complessive della rete e l'impossibilità di interconnetterla a un sistema più ampio hanno consentito di verificare il fenomeno a seguito dell'installazione di un certo numero di impianti eolici. È questo il caso di alcune isole greche, che hanno dato luogo a studi che per la maggior parte confermano l'esistenza di limiti alla penetrazione di tali soluzioni tecnologiche.

Poiché una larga parte degli impianti a fonti rinnovabili e tutti quelli di microgenerazione sono allacciati direttamente alle linee di distribuzione, è di particolare importanza mettere a punto soluzioni tecniche che consentano di rimuovere tali limiti nelle reti a media e bassa tensione, dove la sfida è complicata dal fatto che esse sono progettate per servire essenzialmente *carichi passivi* (i consumatori) sulla base di un flusso monodirezionale di energia che arriva dalla rete trasmissione e, attraverso quella di distribuzione, perviene agli utenti finali.

In particolare la generazione distribuita può comportare problematiche relative ai seguenti aspetti:

- la gestione di transitori derivanti da fenomeni di avviamento, sincronizzazione e messa in parallelo degli impianti di produzione;
- la variazione dei livelli di correnti di corto circuito e connessa sollecitazione termica/dinamica delle linee elettriche e dei componenti;
- il corretto funzionamento dei sistemi di protezione;
- l'attuazione delle procedure di ricerca dei tronchi guasti;
- il funzionamento in isola indesiderata di porzioni di rete;
- i profili di tensione e regolazione della tensione in rete.

Nei casi di allacciamenti diretti alle linee di trasmissione, che si verificano con *wind farm* di consistenti dimensioni, va tenuto conto del fatto che tali reti sono progettate per funzionare a tensione e frequenza costanti, e per questo motivo sono dotate di protezioni che in particolare producono distacchi di impianti di generazione e di carichi non appena la frequenza scende non di molto sotto quella di riferimento, fino a provocare al limite un fuori servizio totale.

L'entrata o la fuoriuscita non programmata di potenze significative, come può accadere con la presenza di una consistente potenza eolica al mutare del regime del vento, può provocare effetti del genere.

Ora le variazioni di frequenza rispetto al valore di riferimento stanno a indicare uno squilibrio fra produzione e domanda, che, nel caso di un deficit produttivo deve essere tempestivamente superato mediante interventi della cosiddetta "potenza rotativa di regolazione", attiva nel momento dato in rete, costituita dagli impianti di generazione più pronti a rispondere a variazioni di carico.

### ***Le opzioni tecnologiche***

Per fronteggiare questo stato di cose nelle reti di distribuzione elettrica si stanno sviluppando sistemi innovativi di supervisione e controllo di reti in bassa tensione con più carichi attivi, che si basano innanzi tutto su sensori *ad hoc*, in particolare caratterizzati da costi contenuti in quanto vanno localizzati presso tutti i punti di generazione.

I dati così raccolti vanno trasmessi mediante reti di comunicazione, che come vettore possono utilizzare in modo affidabile la rete stessa.

Negli ultimi anni si sono studiate soluzioni che puntano a realizzare con tale mezzo vettore reti

di accesso a larga banda. In alternativa si può pensare a sistemi *wireless*, pure oggetto di ricerca e sviluppo volti a identificare le soluzioni più efficaci, affidabili, economiche.

Vanno altresì messi a punto algoritmi e software appropriati per la supervisione e il controllo di reti di distribuzione con molteplici carichi attivi, e occorre definire lo standard di riferimento per i protocolli di comunicazione e le interfacce.

Queste innovazioni di tipo *qualitativo* vanno evidentemente accompagnate da adeguati potenziamenti delle reti, la cui pianificazione futura dovrebbe però passare dal tradizionale approccio deterministico a uno probabilistico, molto più adatto a garantire un loro sviluppo coerente con la presenza di una molteplicità di carichi attivi non agevolmente programmabili.

Nel caso di impianti eolici di potenza relativamente elevata collegati direttamente all'alta tensione, al fine di risolvere il problema, si può ricorrere a una connessione in continua, che consente il collegamento fra due sistemi operanti in alternata, senza che siano fra loro sincronizzati.

### ***Le prospettive delle diverse attività connesse con le smart grid***

Da quanto più sopra analizzato emergono quattro principali filoni lungo i quali possono indirizzarsi nuove attività produttive:

- Sensori affidabili a basso costo.
- Sistemi di trasmissione dati affidabili a basso costo.
- Software per la gestione delle smart grid.
- Software per la progettazione probabilistica delle reti di distribuzione.

Tenuto conto che l'Unione Europea ha posto come obiettivo per il 2020 il 20% del fabbisogno energetico soddisfatto da fonti rinnovabili, da cui discende che la potenza installata utilizzando fonti rinnovabili dovrà fornire un contributo della generazione elettrica pari ad almeno il 30% è evidente che entro pochi anni sarà necessario disporre di tali tecnologie a livello commerciale.

Per quanto riguarda le prospettive di una presenza italiana nella loro traduzione in processi industriali vincenti, va tenuto presente che per i sensori e i software le attività di R&S già in corso da anni in Italia possono offrire una base conoscitiva sufficiente a consentire investimenti produttivi in tempi molto brevi.

