

ALMA MATER STUDIORUM - UNIVERSITÀ DI BOLOGNA

FACOLTA' DI INGEGNERIA

CORSO DI LAUREA IN INGEGNERIA GESTIONALE

TESI DI LAUREA

in

Valorizzazione delle Risorse Primarie e Secondarie LS

**L'IMPORTANZA DEL RICICLAGGIO NELLA GESTIONE "END
OF LIFE" DEI MODULI FOTOVOLTAICI**

CANDIDATO
Andrea Pompei

RELATORE:
Chiar.mo Prof. Alessandra Bonoli

Anno Accademico 2009/2010

Sessione II

INDICE

1. INTRODUZIONE.....	3
1.1 IL PROBLEMA DELL' «END OF LIFE».....	4
1.2 VERSO UN CICLO DI VITA CHIUSO: IL RICICLAGGIO.....	7
2. I SISTEMI FOTOVOLTAICI: STRUTTURA, COMPONENTI, TECNOLOGIE E PRINCIPALI MATERIALI IMPIEGATI	17
2.1 NOZIONI DI CARATTERE GENERALE SUI SISTEMI FOVOLTAICI: COMPONENTI, TIPOLOGIE E APPLICAZIONI.....	18
2.1.1 LE TIPOLOGIE DEI SISTEMI FOTOVOLTAICI.....	20
2.1.2 LE APPLICAZIONI FOTOVOLTAICHE.....	21
2.2 LE PRINCIPALI TECNOLOGIE FOTOVOLTAICHE.....	23
2.3 LE CELLE FOTOVOLTAICHE: ARCHITETTURA E MATERIALI.....	27
2.3.1 LE CELLE FOTOVOLTAICHE IN SILICIO CRISTALLINO.....	28
2.3.2 LE CELLE FOTOVOLTAICHE IN SILICIO AMORFO.....	30
2.3.3 LE CELLE FOTOVOLTAICHE AL CdTe.....	31
2.3.4 LE CELLE FOTOVOLTAICHE AL CIS/CIGS.....	32
2.4 I MODULI FOTOVOLTAICI: ARCHITETTURA E MATERIALI.....	33
2.4.1 I MODULI FOTOVOLTAICI BASATI SULLA TECNOLOGIA DEL SILICIO CRISTALLINO	33
2.4.2 I MODULI FOTOVOLTAICI BASATI SULLA TECNOLOGIA DEI FILM SOTTILI ...	36
2.5 FOCUS SUI CONSUMI DEI MATERIALI COINVOLTI.....	40
2.5.1 LA COMPOSIZIONE DEI MODULI IN SILICIO CRISTALLINO.....	40
2.5.2 LA COMPOSIZIONE DEI MODULI A FILM SOTTILE.....	43
2.5.3 ALCUNE CONSIDERAZIONI SUL RICICLAGGIO DEI MATERIALI DEI MODULI FOTOVOLTAICI.....	48
3. IL MERCATO DEL FOTOVOLTAICO: IL PROBLEMA DELL'ACCUMULO DEI MODULI A FINE VITA	53
3.1 LA CRESCITA DEL MERCATO FOTOVOLTAICO.....	55
3.2 PREVISIONI DI MERCATO FINO AL 2014: L'IMPORTANZA DEI MECCANISMI DI SUPPORTO E DELLE POLITICHE NAZIONALI.....	59
3.3 “SET FOR 2020” STUDY	63
3.4 LO SVILUPPO DELLE SINGOLE TECNOLOGIE.....	66
3.5 PREVISIONI SULLA PRODUZIONE DI RIFIUTI DA PRODOTTI FOTOVOLTAICI	68
4. POLITICHE AMBIENTALI E PRINCIPI GUIDA: CONSIDERAZIONI E IMPLICAZIONI PER IL FOTOVOLTAICO	75
4.1 IL QUADRO POLITICO – NORMATIVO EUROPEO.....	78
4.1.1 LA CONSIDERAZIONE DEL CICLO DI VITA.....	81
4.1.2 LE STRATEGIE TEMATICHE SULLE RISORSE E SUI RIFIUTI	83
4.1.3 LA DIRETTIVA 2008/98/CE.....	86
4.1.4 LA DIRETTIVA WEEE (O RAEE)	88
4.1.5 LA DIRETTIVA RoHS.....	92

4.1.6	LA REVISIONE DELLE DIRETTIVE WEEE E RoHS	93
4.1.7	GLI ACCORDI VOLONTARI (VOLUNTARY AGREEMENTS).....	95
4.2	IMPLICAZIONI DELLA LEGISLAZIONE AMBIENTALE EUROPEA SUI SISTEMI FOTOVOLTAICI	97
4.2.1	IMPLICAZIONI DELLA DIRETTIVA WEEE SUL FOTOVOLTAICO	97
4.2.2	IMPLICAZIONI DELLA DIRETTIVA RoHS SUL FOTOVOLTAICO.....	99
4.3	IL QUADRO POLITICO – NORMATIVO AMERICANO	102
4.3.1	VERSO UN’INDUSTRIA FOTOVOLTAICA CORRETTA E SOSTENIBILE.....	106
4.4	CONSIDERAZIONI DI CARATTERE AMBIENTALE SUI MODULI FOTOVOLTAICI.....	109
4.4.1	PRESENZA DI SOSTANZE TOSSICHE NEI MODULI.....	110
4.4.2	PRESENZA DI METALLI RARI NEI MODULI	116
5.	IL CICLO DI VITA DI UN MODULO CRISTALLINO.....	123
5.1	LA METODOLOGIA LCA.....	124
5.1.1	LE CATEGORIE DI IMPATTO AMBIENTALE	128
5.1.2	LCA E FOTOVOLTAICO	131
5.2	I MODULI CRISTALLINI: LE PRINCIPALI FASI DEL CICLO DI VITA	136
5.2.1	LA PRODUZIONE DEL SILICIO METALLURGICO.....	138
5.2.2	LA PURIFICAZIONE DEL SILICIO METALLURGICO	139
5.2.3	DALLA CRESCITA DEL LINGOTTO AL MODULO FOTOVOLTAICO	144
5.2.4	LA VITA UTILE.....	147
5.2.5	L’«END OF LIFE» DEI MODULI FV	148
5.3	RISULTATI DI ALCUNI STUDI LCA E OSSERVAZIONI	151
5.4	I VANTAGGI DEL RICICLAGGIO	161
6.	SOLUZIONI DI RICICLAGGIO DI ALTO VALORE.....	169
6.1	IL PROCESSO DI RICICLAGGIO DI DEUTSCHE SOLAR.....	172
6.1.1	RECENTI SVILUPPI DEL PROCESSO DI RICICLAGGIO DI DEUTSCHE SOLAR..	178
6.2	IL PROCESSO DI RICICLAGGIO DI FIRST SOLAR	183
6.3	IL PROGETTO RESOLVED	190
6.4	CONFRONTO TRA SOLUZIONI “HIGH VALUE RECYCLING” E APPROCCI “LOW VALUE RECYCLING”	196
6.5	IL DESIGN FOR RECYCLING E IL FOTOVOLTAICO.....	199
6.6	PV CYCLE.....	202
6.7	CONCLUSIONI.....	209
	BIBLIOGRAFIA.....	219

1. INTRODUZIONE

Lo scopo di questa tesi è quello di evidenziare la necessità di una gestione sostenibile e responsabile della fase di «end of life» degli impianti fotovoltaici e in particolare dei loro principali componenti, i moduli fotovoltaici. Si vuole quindi sottolineare nel corso di questo elaborato l'importanza del riciclaggio di tali dispositivi come possibile soluzione.

Come noto, l'energia solare ha natura elettromagnetica: dalle radiazioni solari infatti si origina energia radiante che può essere convertita direttamente in energia utile (elettrica o termica).

Nel caso del fotovoltaico, tale energia utile è l'energia elettrica che si genera quando la radiazione solare colpisce un semiconduttore (presente nel modulo), innescando così un flusso di elettroni e dunque il passaggio di corrente elettrica attraverso di esso [Bianchi et al., 2004].

L'energia solare costituisce non solo una fonte di energia alternativa inesauribile, ma anche pulita in quanto durante la vita utile di un impianto fotovoltaico, non si ha alcuna emissioni in atmosfera di sostanze inquinanti (per esempio NO_x , SO_x) e dei così detti "gas serra" (CO_2), cioè quei gas in grado di alterare il clima del pianeta, innalzandone la temperatura (global warming).

La produzione di energia fotovoltaica comporta quindi degli indiscutibili vantaggi ambientali rispetto ai comuni sistemi di generazione basati su combustibili fossili.

È consuetudine per esempio che una nuova installazione venga battezzata con i dati relativi alle potenziali tonnellate equivalenti di petrolio (tep) risparmiate e all'entità di emissioni di CO_2 evitate nell'arco della prevista vita utile dell'impianto.

Per dare dei riferimenti quantitativi, si può dire che rispetto alla combustione del carbone, ogni GWh di elettricità generata da un impianto fotovoltaico consentirebbe di prevenire l'emissione di oltre 10 tonnellate di SO_2 , di 4 tonnellate di ossidi di azoto, di 0,7

tonnellate di particolato e oltre 1000 tonnellate di CO₂ [NREL, 1990]. Tuttavia un'analisi accurata dei benefici ambientali di un'installazione fotovoltaica non si può limitare a considerare soltanto la fase di utilizzo dell'impianto, ma deve prestare attenzione all'intero ciclo di vita e soprattutto agli impatti associati alla fase di «end of life».

In particolare, il termine «end of life» di un prodotto si riferisce a tutto ciò che può accadere ad un bene dopo che l'utilizzatore iniziale ha deciso di scartarlo: ritiro (take-back), riuso del prodotto, rimozione e riuso dei suoi componenti, recupero dei materiali costituenti, incenerimento o deposito in discarica. In altre parole si tratta di quella fase del ciclo di vita di un bene che ha inizio nel momento in cui l'utente/utilizzatore si disfa di un prodotto, dopo averlo utilizzato.

1.1 Il problema dell'«end of life»

Nonostante i vantaggi precedentemente accennati, la crescita esponenziale delle installazioni fotovoltaiche [Gabrielli, 2010] sta costringendo i produttori a confrontarsi con i rischi che possono derivare da uno smaltimento non corretto dei moduli giunti a fine vita.

Fino a pochi anni fa il problema dello smaltimento era poco sentito, anche a causa della giovane età della tecnologia fotovoltaica e della lunga durata dei moduli, stimabile in almeno 25-30 anni.

D'altra parte, però, l'avvio significativo del fotovoltaico in Germania, negli USA ed in misura minore in Spagna comincia ad essere già “datato”. È quindi evidente l'urgenza di attrezzarsi fin da ora per trovare dei metodi per lo smaltimento sostenibile dei moduli, una volta raggiunta la fine della loro vita utile. Per queste ragioni l'industria, soprattutto in Germania, ha già iniziato a sviluppare dei percorsi di riciclaggio grazie all'attività di PV Cycle, l'associazione

europea per il ritiro e il riciclaggio volontario dei pannelli fotovoltaici, fondata nel 2007 dall'industria del solare. Lo scopo di tale iniziativa è anche quello di evitare l'introduzione di misure legislative da parte della Comunità Europea.

PV Cycle, come si vedrà nel capitolo 3, correlando il trend dell'installato (in MW_p) e riproponendolo in un arco temporale slittato in avanti di 25-30 anni (cioè la vita utile prevista di un modulo FV), ha stimato le tonnellate di pannelli che necessiteranno, nel prossimo futuro, di un'adeguata gestione «end of life».

Considerando che a 1 MW_p corrispondono mediamente 70-80 tonnellate di pannelli da trattare, risulta che in Germania già nel 2010 andrebbero smaltite circa 2800-3200 tonnellate di pannelli.

Tali quantità sono destinate inevitabilmente ad aumentare in maniera esponenziale nei prossimi anni: si stima che a partire dal 2020, il flusso di questi rifiuti inizierà ad essere particolarmente elevato.

Ciò dovrebbe pertanto far riflettere e spingere le istituzioni comunitarie, le ONG e i soggetti operanti nella supply-chain del fotovoltaico, a prestare maggiore attenzione al problema.

Inoltre data la sua leadership nel settore, non sorprende che la Germania sia il primo paese europeo a trovarsi con grandi volumi di moduli che hanno già raggiunto la fine della loro vita operativa.

In generale si può dire che dopo 25-30 anni circa di funzionamento, un modulo fotovoltaico inizia a dare i primi segni di invecchiamento, che si manifestano tipicamente attraverso il decadimento della produttività, la diminuzione della resa, ed un conseguente decremento del rendimento complessivo dell'impianto. Teoricamente la vita utile di un impianto FV sarebbe potenzialmente infinita poiché non ci sono parti in movimento, però a causa del naturale degrado dei materiali si possono verificare fenomeni di delaminazione, non imputabili a difetti di fabbricazione, con conseguente penetrazione di umidità e aria all'interno dei moduli, determinando così l'ossidazione dei contatti e delle bandelle. Il calo di prestazione che ne consegue spinge alla dismissione dei moduli e quindi dell'impianto anche se questo sarebbe ancora in grado di

funzionare. Esso risulta pertanto avviato verso la fine del proprio ciclo di vita (end of life).

Se quindi non viene predisposta una appropriata infrastruttura prima che la prima ondata di pannelli da smaltire cominci ad arrivare, i pannelli solari potenzialmente potranno costituire in futuro una seria minaccia di “rifiuto elettronico” [SVTC, 2009]. Si tratterebbe inoltre di rifiuti voluminosi che non possono essere lasciati ai bordi delle strade e che, se non gestiti in maniera adeguata, potrebbero causare i problemi tipici derivanti dall’abbandono dei rifiuti ingombranti.

Un sistema che per anni, durante la fase di utilizzo, ha prodotto energia pulita rischia così di trasformarsi, a fine vita, in un altro degli innumerevoli dispositivi tecnologici di difficile smaltimento che intasano le discariche. Si tratta di una fine ingloriosa e soprattutto in netto contrasto con quello che è lo scopo principale della produzione di energia da fonti rinnovabili.

I dispositivi fotovoltaici infatti sono progettati appositamente per produrre energia pulita per almeno 25-30 anni, contribuendo così alla salvaguardia dell’ambiente e alla lotta contro i cambiamenti climatici.

La società pertanto si aspetta che tale contributo non venga meno neanche quando il modulo non è più in grado di generare energia, altrimenti ciò sarebbe una contraddizione troppo difficile da digerire.

In effetti le aziende e le industrie coinvolte nel settore delle tecnologie verdi e sostenibili, come il fotovoltaico, devono obbligatoriamente sapersi distinguere da quelle operanti nel campo delle fonti fossili ed inquinanti, maggiormente legate allo sfruttamento ed al consumo del territorio, delle risorse naturali e dei materiali, dato che tale distinzione è proprio la fonte del loro successo. Pertanto se tali industrie vogliono essere realmente sostenibili ed ecologicamente corrette come effettivamente si proclamano, non possono assolutamente permettersi di trascurare i problemi derivanti dalla gestione «end of life» dei loro prodotti. Questi infatti sono appositamente pensati per tutelare l’ambiente e

non per inquinarlo sotto forma di rifiuti. Da un punto di vista etico quindi, la responsabilità dell' «end of life» dovrebbe costituire, per questa tipologia di imprese, parte integrante della loro attività e del mix di prodotti e servizi su cui si basa la loro offerta proposta.

Inoltre un eventuale smaltimento dei moduli in discarica costituirebbe uno spreco (di materiali e di energia), trattandosi di prodotti che, anche a fine vita, possono rivelarsi ancora utili.

Un tradizionale modulo fotovoltaico (in silicio cristallino), ad esempio, è costituito da vetro per circa il 70% del suo peso, utilizzato per le superfici espositive e di protezione; da metalli, come l'alluminio, utilizzato per le cornici; da silicio, il materiale semiconduttore, e da altri metalli, come argento e rame, impiegati in piccole quantità per la realizzazione dei contatti elettrici.

Sono tutti materiali preziosi, il cui ciclo di vita non coincide con quello dei dispositivi fotovoltaici nei quali sono incorporati e che pertanto potrebbero essere recuperati in vista di un loro ulteriore utilizzo, nella produzione di nuovi moduli o di altri prodotti (riciclaggio). Le celle, in particolare, sono molto interessanti ai fini del riciclaggio, poiché rappresentano dei componenti ad elevato contenuto energetico (a causa della necessaria purificazione del silicio): un eventuale loro smaltimento in discarica costituirebbe quindi un notevole spreco di energia.

1.2 Verso un ciclo di vita chiuso: il riciclaggio

Tutte queste considerazioni fanno capire quindi quanto sia importante chiudere in maniera virtuosa il ciclo di vita di un modulo FV, rendendo così l'energia fotovoltaica "Double Green", cioè doppiamente verde come recita lo slogan di PV Cycle.

In questa maniera è possibile rendere realmente sostenibile l'industria fotovoltaica, con una riduzione drastica dell'impatto

ambientale della produzione energetica lungo l'intero ciclo di vita [Palmisano, 2009].

In altre parole ciò significa “ragionare in termini di ciclo di vita” e quindi considerare gli impatti ambientali associati a tutte le fasi del ciclo di vita del sistema prodotto (in questo caso il modulo o l'impianto fotovoltaico), dall'estrazione delle materie prime allo smaltimento finale, adottando un approccio denominato “dalla culla alla tomba” (from cradle to grave), secondo il principio del “Life Cycle Thinking”.

Nel caso specifico dei moduli fotovoltaici, “pensare in termini di ciclo di vita” equivale a non limitarsi soltanto a considerare i benefici derivanti dalla produzione di energia “pulita” durante la loro vita operativa (in termini ad esempio di emissioni di CO₂ evitate), ma tenere conto anche degli impatti negativi associati alle altre fasi del ciclo di vita, quali ad esempio la fabbricazione dei moduli (che include l'estrazione e purificazione del silicio, la produzione delle celle e il loro assemblaggio in moduli) e la dismissione finale. Infatti, secondo la “Silicon Valley Toxics Coalition”, un'organizzazione americana no-profit che si occupa di promuovere la ricerca e la giustizia nell'ambito della protezione ambientale e della salute umana, vi sono diversi fattori associati alla produzione dei moduli e al loro smaltimento, che presentano un notevole potenziale di impatto ambientale. Quest'associazione, nell'ambito del suo libro bianco intitolato “Toward a Just and Sustainable Solar Energy Coalition”, sostiene la necessità di applicare, a livello legislativo, all'intero settore fotovoltaico la responsabilità estesa del produttore, al fine di incentivare le imprese a progettare e realizzare moduli solari in un modo tale da garantire un facile riciclaggio e smaltimento [Larsen, 2009]. L'obiettivo diventa pertanto quello di minimizzare il carico ambientale complessivo, evitando che le iniziative incentrate su singole fasi del ciclo di vita si limitino semplicemente a trasferire tale carico su altre fasi.

In particolare, lo sviluppo e l'adozione di tecniche di "riciclaggio di elevato valore" nell'ambito della gestione dell'«end of life» consentirebbe, come già detto, di chiudere in maniera virtuosa il ciclo di vita di questi dispositivi, approdando così ad un approccio di tipo "**from cradle to cradle**" (dalla culla alla culla) [De Wild-Sholten, 2010], attraverso cui i materiali e i componenti recuperati dai moduli a fine vita (i wafer provenienti dalle celle recuperate intatte e il silicio di elevata purezza proveniente da quelle rotte) vengono reintrodotti in un nuovo ciclo di produzione dello stesso bene (si veda figura 1) ottenendo un notevole risparmio energetico. Affinché il riciclaggio sia davvero efficace ed efficiente però, risulta necessario implementare un simile approccio sin dalla fase di progetto del sistema-prodotto, progettando cioè i moduli fotovoltaici in maniera funzionale al riciclaggio (design for recycling).

In questo modo, l'industria fotovoltaica sarebbe in grado di garantire che le odierne soluzioni ai cambiamenti climatici non costituiranno un problema di gestione dei rifiuti per le generazioni future, diventando così realmente sostenibile [Franchetto, 2009].

Il principio di base su cui si fonda la filosofia del "cradle to cradle" è che i rifiuti sono considerati "alimenti": il prodotto giunto a fine vita pertanto non è visto come un rifiuto ma il punto di partenza di un nuovo ciclo, riducendo così la quantità di rifiuti destinati alla discarica o all'incenerimento, e abbandonando di conseguenza il modello attuale di produzione, definito dagli esperti di ingegneria ambientale di tipo "from cradle to grave". Secondo tale paradigma infatti, le risorse vengono estratte, trasformate in prodotti, vendute ed infine eliminate, sepolte in una qualche genere di «tomba», di solito una discarica o un inceneritore dove il loro valore va perduto per sempre [McDonough e Braungart, 2003]. Il riciclaggio quindi può contribuire notevolmente ad evitare un simile spreco di risorse a patto che non riduca la qualità dei materiali nel tempo (subciclaggio), altrimenti si ottiene soltanto un rinvio, di un ciclo vitale o due, del tradizionale smaltimento in discarica di tali materiali.

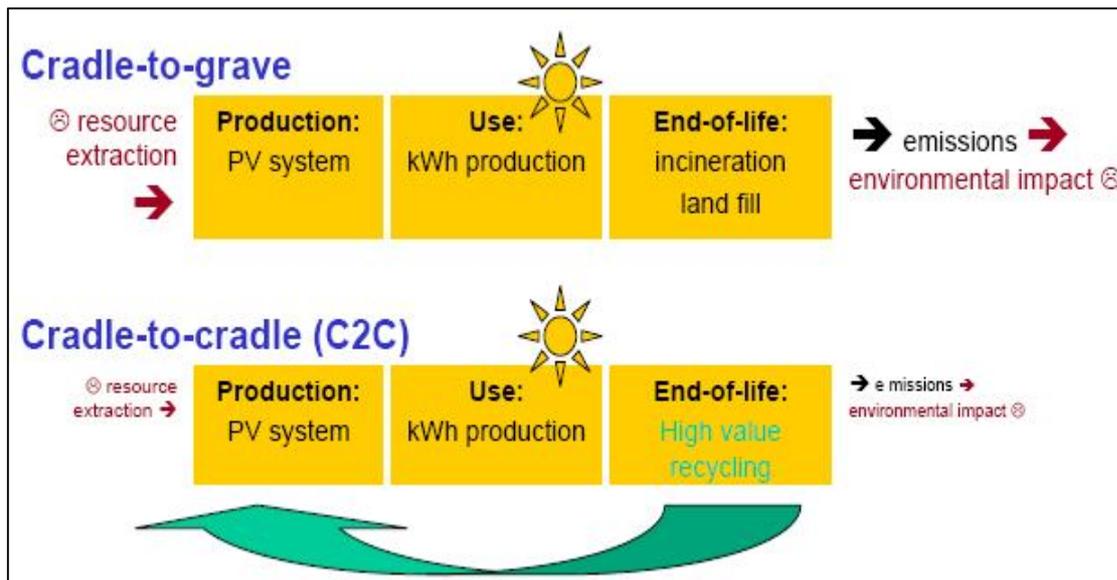


Figura 1 - Confronto tra approccio “Cradle to Grave” e “Cradle to Cradle” Fonte: De Wild-Scholten, 2010

Visti gli elevati tassi di crescita dell’economia del solare, appare quindi assolutamente necessario uno sviluppo sostenibile del settore, che soddisfi i bisogni del presente senza però compromettere quelli delle generazioni future (come teorizzato nel 1987 nel rapporto Bruntland).

È chiaro come tutte queste considerazioni siano in linea con il “Sesto programma comunitario di azione per l’ambiente” che rappresenta lo schema di riferimento a cui la Comunità Europea si è attenuta e si attiene nel definire le proprie politiche di tutela dell’ambiente, allo scopo di perseguire l’obiettivo ultimo dello sviluppo sostenibile.

Il programma, che nel 2010 giunge alla sua conclusione, ha cercato e sta cercando di estendere il più possibile, attraverso un approccio strategico operante su più fronti, la già citata filosofia del “Life Cycle Thinking” a tutte le politiche comunitarie, compresa la politica integrata dei prodotti (IPP), che mira a promuovere un uso efficiente delle risorse naturali e la prevenzione dei rifiuti. Infatti uno dei pilastri fondamentali su cui si poggia l’approccio IPP è proprio la considerazione del ciclo di vita. Questa quindi è la linea di azione generale intrapresa dalla Comunità Europea, che pone le basi per il prossimo programma di azione.

Lo strumento operativo del “Life Cycle Thinking” è l’LCA (Life Cycle Assessment), cioè la valutazione del ciclo di vita, che propone una visione sistemica dei processi produttivi e dei prodotti, consentendo di valutarne l’impatto complessivo lungo l’intero ciclo di vita.

Al fine di promuovere il “Life Cycle Thinking”, la Comunità Europea di recente ha introdotto nella nuova direttiva quadro sui rifiuti (Direttiva 2008/98/CE) la responsabilità estesa del produttore (EPR), che consiste nell’estendere la responsabilità del produttore, relativamente ai suoi prodotti, anche alle fasi dopo l’uso, come ad esempio quella dell’«end of life» (fine vita). Con questo concetto la responsabilità del riciclo e dello smaltimento dei beni a fine vita passa dagli enti locali all’industria e i costi della gestione dei rifiuti vengono internalizzati nei prezzi dei prodotti stessi. Si tratta in altre parole dell’applicazione del principio “chi inquina paga” definito dall’articolo 174 del trattato che istituisce la Comunità Europea.

In ambito europeo questo processo di responsabilizzazione dei soggetti produttori e della catena distributiva è stato già avviato nel settore delle apparecchiature elettriche ed elettroniche (AEE), attraverso la direttiva WEEE (direttiva 2002/96/CE) che riguarda i rifiuti provenienti da tali apparecchiature. I moduli fotovoltaici, nonostante rientrino nella definizione di AEE, attualmente non sono inclusi nel campo di applicazione della direttiva, anche se l’articolo 13 di quest’ultima ammette la possibilità di modificare gli allegati allo scopo di inserirvi eventualmente i pannelli solari, in ragione dell’adeguamento al progresso tecnico e scientifico.

Un’altra direttiva, rientrante sempre nell’ambito della politica ambientale della Comunità Europea, che potrebbe interessare il settore fotovoltaico è la RoHS (direttiva 2002/95/CE): essa impone la restrizione dell’uso di determinate sostanze pericolose (ad esempio il piombo) nei dispositivi elettrici ed elettronici.

Ovviamente le stesse ragioni e i medesimi principi guida che hanno indotto la Comunità Europea ad emanare tali direttive sarebbero facilmente adattabili al settore fotovoltaico. In effetti la presenza di

misure legislative che obblighino i produttori di moduli ad assumersi la responsabilità sull'intero ciclo di vita dei loro prodotti eviterebbe con molta probabilità i problemi ambientali di un loro non corretto smaltimento, ma la UE teme che, così facendo, il processo di diffusione delle energie rinnovabili, nell'ambito del quale il fotovoltaico gioca un ruolo molto importante, ne risulti svantaggiato. Ciò giustificerebbe pertanto la decisione di non includere i moduli FV nelle direttive WEEE e RoHS. Quest'ultimi aspetti verranno trattati nel capitolo 3 della tesi.

Va detto anche che già in passato alcuni studi [Fthenakis et al., 1996; Fthenakis e Moskowitz, 2000] si sono occupati del problema della dismissione e dello smaltimento dei moduli FV a fine vita utile. Questi studi risultavano giustificati dal fatto che vi era e vi è tuttora una certa preoccupazione relativa allo smaltimento di tali dispositivi nelle discariche municipali, dato che essi possono contenere piccole quantità di sostanze regolamentate (ad esempio Cd, Pb e Se). Pertanto il riciclaggio dei moduli fotovoltaici alla fine della loro vita utile può aggiungere ulteriori benefici ambientali a quelli associati alla fase di utilizzo e può contribuire ad accrescere il consenso del mercato. Tale soluzione infatti fornisce una valida risposta alle preoccupazioni della società sui materiali pericolosi presenti nei moduli fotovoltaici, le quali potrebbero creare delle barriere alla penetrazione del mercato stesso.

Inoltre è di fondamentale importanza capire se i moduli FV rientrano nella categoria dei rifiuti pericolosi oppure no a seguito del contenuto di tali materiali, poiché da ciò dipenderà l'obbligo di rispettare stringenti requisiti di movimentazione, trattamento, smaltimento e reportistica, al fine di garantire un elevato livello di tutela dell'ambiente e della salute umana.

A tal proposito negli USA, l'EPA (U.S. Environmental Protection Agency), uno dei più noti e considerati enti a livello mondiale per la protezione dell'ambiente, ha definito delle specifiche procedure e dei test di laboratorio allo scopo di classificare i vari rifiuti e quindi anche quelli derivanti dai moduli fotovoltaici dismessi [Fthenakis e

Eberspacher, 1997]. Se quest'ultimi dovessero rientrare nella categoria dei "rifiuti pericolosi", a maggior ragione il riciclaggio costituirebbe una valida alternativa non soltanto da un punto di vista etico ed ecologico ma anche economico.

Tuttavia è importante evidenziare alcuni aspetti che hanno ostacolato e in parte ostacolano tuttora lo sviluppo e l'attuazione delle pratiche di riciclaggio [Fthenakis, 2000].

Uno di questi aspetti per esempio riguarda la concentrazione geografica dei moduli: in passato infatti i diversi mercati fotovoltaici risultavano dominati principalmente da installazioni disperse, come gli impianti off-grid per le applicazioni industriali e quelli stand-alone per le applicazioni residenziali (si veda figura 2), rendendo particolarmente complesse e onerose le operazioni di raccolta, i cui costi avrebbero eroso notevolmente i profitti derivanti dal recupero dei materiali mediante riciclaggio.

Un altro aspetto di notevole rilevanza che scoraggiava il riciclaggio erano le difficoltà associate al disassemblaggio dei moduli, le quali avrebbero inciso sui costi del riciclaggio stesso incrementandoli: fatta eccezione infatti per le cornici di alluminio che possono essere smontate in modo relativamente semplice, i moduli presentano ancora oggi ben pochi componenti facilmente rimovibili e separabili per via della presenza dei materiali incapsulanti.

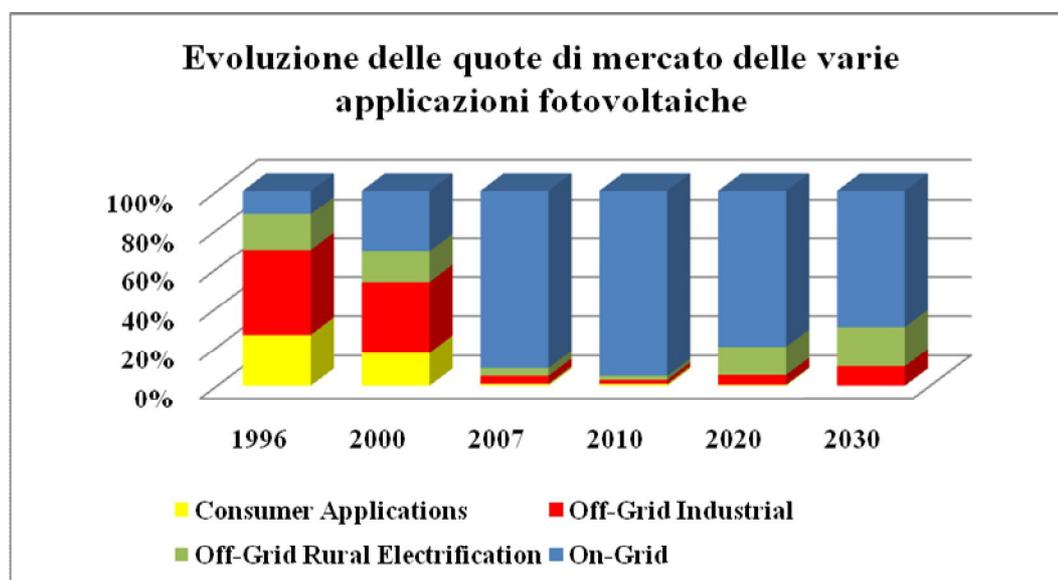


Figura 2 - Fonte: Spagnolo e Battisti, 2002 e EPIA, 2008

Infine la bassa concentrazione di materiali di valore, come ad esempio i metalli, presenti all'interno dei pannelli (specie nei moduli a film sottile), complicava notevolmente il processo di recupero di tali materiali, che di conseguenza non risultava conveniente dal punto di vista economico.

Per queste ragioni, le imprese del settore fotovoltaico non avevano ne gli incentivi ne l'interesse ad investire nel riciclaggio, dato che tra l'altro le quantità di rifiuti post-consumo da smaltire erano davvero irrisorie.

Attualmente la situazione sembra migliorata rispetto a prima anche se c'è ancora molta strada da percorrere. I sistemi fotovoltaici infatti hanno sperimentato una rapidissima diffusione, soprattutto nell'ambito delle applicazioni grid-connected: oggi quindi risultano meno dispersi dal punto di vista geografico (si veda figura 2).

A ciò si aggiunge il fatto che le imprese del settore stanno dedicando un sempre maggiore impegno allo sviluppo di specifici processi di riciclaggio dei moduli. Queste puntano infatti a recuperare, in maniera efficiente e quindi economicamente vantaggiosa, le ridotte quantità di materiali di valore in essi presenti. Sotto questo punto di vista, i risultati conseguiti negli impianti-pilota hanno dimostrato la fattibilità tecnica di tali processi anche se alcuni di questi non sono ancora economicamente vantaggiosi. Bisogna quindi migliorare ancora l'efficienza dei processi di riciclaggio anche se in futuro, a seguito dei maggiori volumi di rifiuti da smaltire, sarà più facile raggiungere le così dette economie di scala. Inoltre l'aumento dei prezzi dei metalli rari impiegati (Indio, Tellurio etc. etc.) potrebbe fornire un ulteriore incentivo.

Per di più, alcuni produttori di moduli, da qualche anno a questa parte, stanno investendo sempre più risorse nello sviluppo di soluzioni progettuali che rendano i propri prodotti più facili da disassemblare e da riciclare, anche se non si tratta affatto di una sfida semplice.

Si avvertono quindi dei segnali che fanno ben sperare ma è importante sottolineare che una stretta collaborazione tra governi,

imprese e consumatori è di cruciale importanza al fine di garantire un'adeguata gestione end-of-life.

Questi sono i principali argomenti che si è cercato di affrontare all'interno del presente elaborato.

La tesi risulta pertanto articolata come segue: nel prossimo capitolo verranno descritte le principali componenti dei sistemi fotovoltaici, le tecnologie disponibili, i materiali impiegati e la composizione delle più diffuse tipologie di moduli fotovoltaici presenti sul mercato. Nel capitolo successivo si focalizzerà l'attenzione sulla rapida crescita che il settore fotovoltaico ha sperimentato soprattutto nell'ultimo decennio e sull'impatto che tale sviluppo avrà sul problema dell'accumulo dei moduli a fine vita.

Nel quarto capitolo si analizzeranno invece alcune delle politiche comunitarie in materia di tutela dell'ambiente, che potrebbero interessare il settore fotovoltaico. Si evidenzierà in particolare il principio della responsabilità estesa del produttore e la filosofia del "Life Cycle Thinking" a cui tali politiche si ispirano, e come questi principi possano incentivare lo sviluppo e l'implementazione delle pratiche di riciclaggio, in accordo con gli obiettivi della Comunità Europea in materia di gestione dei rifiuti. Sempre nel corso del medesimo capitolo, verranno presentate la direttiva WEEE e la direttiva RoHS, attualmente in fase di revisione, che in futuro potrebbero riguardare anche i moduli fotovoltaici, appartenendo quest'ultimi alla categoria generale di "apparecchiature elettriche ed elettroniche". Si cercherà inoltre di capire se in tali dispositivi sono presenti delle sostanze tossiche e se vi sono problemi legati al consumo di materie prime rare.

Nel capitolo 5, verranno analizzate le diverse fasi del ciclo di vita di un tipico modulo fotovoltaico, con riferimento alla diffusissima e ormai matura tecnologia del silicio cristallino, applicando l'approccio "from cradle to grave" e a tal proposito saranno presentati i risultati di alcuni studi LCA.

In particolare, attraverso questo approccio, si vuole sottolineare l'elevato consumo energetico associato alla produzione di un modulo

crystallino, che è imputabile principalmente alle celle fotovoltaiche e più precisamente al processo di purificazione del silicio di grado metallurgico estratto dalla silice. Ciò ovviamente rafforza l'idea del riciclaggio come valida alternativa allo smaltimento in discarica, in quanto tale soluzione consentirebbe di recuperare componenti e materiali ad elevato contenuto energetico, evitando così un inutile spreco di energia.

Nell'ultimo capitolo si focalizzerà l'interesse sui principali processi di riciclaggio messi a punto per i moduli fotovoltaici dalle più importanti aziende del settore. Verranno inoltre presentati degli esempi di applicazione di alcune tecniche di progettazione, quali il Design for Recycling e il Design for Disassembly che possono essere adottate al fine di realizzare dei moduli che siano più facili da disassemblare e quindi anche da riciclare.

La parte finale del capitolo è dedicata invece alla descrizione di PV Cycle, l'associazione europea per il ritiro e il riciclaggio volontario dei pannelli fotovoltaici, fondata dalle principali imprese del settore.

Infine, nelle conclusioni si proporrà un confronto tra due possibili futuri scenari corrispondenti ad approcci di gestione «end of life» distinti: quello basato sull'inclusione dei moduli fotovoltaici nel campo di applicazione della direttiva WEEE (scenario "WEEE") e quello basato sul sistema volontario di take-back e riciclaggio istituito da PV Cycle (scenario "accordo volontario").

2.1 SISTEMI FOTOVOLTAICI:

struttura, componenti, tecnologie e principali materiali impiegati

Il capitolo inizia con una descrizione generale dei sistemi fotovoltaici e dei loro componenti che ne costituiscono l'architettura complessiva, evidenziando anche le principali applicazioni in cui essi possono trovare impiego.

Successivamente l'attenzione si sposta sui due più importanti elementi del sistema: le celle fotovoltaiche (o semplicemente celle FV) che rappresentano l'unità fondamentale per la conversione della radiazione elettromagnetica solare in energia elettrica; e i moduli FV che invece costituiscono l'unità commerciale di base.

Quest'ultimi garantiscono al sistema una caratteristica molto importante, quella della modularità che lo rende altamente flessibile e quindi in grado di adattarsi alle esigenze di diverse tipologie di utenze, incentivando di conseguenza un'ampia diffusione di tali impianti.

Si focalizza poi l'attenzione sulle tecnologie fotovoltaiche attualmente più diffuse (silicio cristallino e film sottile) e sulle fondamentali differenze che intercorrono fra di esse, evidenziando successivamente come tali differenze incidano sulla struttura delle celle e dei moduli e soprattutto sui materiali impiegati per la realizzazione di questi dispositivi.

Nel penultimo paragrafo si effettua inoltre un'analisi dei consumi dei principali materiali coinvolti nella fabbricazione dei moduli fotovoltaici, come ad esempio il vetro, l'alluminio per la cornice, l'EVA (vinilacetato di etilene) e il silicio impiegato per le celle fotovoltaiche (nel caso dei moduli basati sulla tecnologia del silicio cristallino). Infine il capitolo si conclude con alcune considerazioni sulle possibilità di riciclaggio dei moduli e dei materiali precedentemente evidenziati.

2.1 Nozioni di carattere generale sui Sistemi

Fotovoltaici: componenti, tipologie e applicazioni

Con il termine “Impianto Fotovoltaico” o più in generale “Sistema Fotovoltaico” s’intende un complesso di elementi che consentono la conversione diretta della radiazione solare in elettricità. Pertanto oltre ai pannelli fotovoltaici, rientrano nel sistema anche le apparecchiature di regolazione, controllo e stoccaggio dell’energia prodotta; i cablaggi e le strutture di sostegno [Salerno e Sillani, 2007].

Quindi in linea del tutto generale, gli elementi che complessivamente costituiscono un impianto fotovoltaico possono essere suddivisibili secondo due categorie principali:

- **Moduli fotovoltaici;**
- **Componentistica Tecnica o BOS** (balance of system): composta da cavi, quadri elettrici, inverter, batterie di accumulo, regolatori di carica, strutture di sostegno ed ancoraggio.

La parte fondamentale del sistema è il **generatore** che rappresenta il campo fotovoltaico, costituito da un insieme di **moduli** in grado di convertire la radiazione solare intercettata in energia elettrica, dando luogo ad una corrente continua.

Un modulo FV è costituito a sua volta da un certo numero di **celle**, generalmente collegate in serie, le quali sono per lo più fatte di materiale semiconduttore: grazie alle particolari proprietà di questa tipologia di materiali è possibile convertire l’energia luminosa direttamente in energia elettrica, senza cioè la necessità di organi meccanici in movimento. Quindi la cella fotovoltaica costituisce il dispositivo principale e fondamentale per la conversione della radiazione solare.

Va detto tuttavia che se la cella è la più piccola componente di un sistema fotovoltaico, il modulo ne rappresenta l'elemento commerciale di base.

Ogni modulo è caratterizzato da precisi dati di targa, tra i quali il più importante è sicuramente la potenza di picco espressa in W_p : tale parametro può essere definito come la potenza producibile dal dispositivo in condizioni standard, ovvero con temperatura $T = 25^\circ C$ e irraggiamento $I = 1000 W/m^2$.

Il Watt di picco è quindi un'unità di misura teorica che nelle applicazioni empiriche non equivale necessariamente all'unità di potenza, a causa della differenza tra condizioni di funzionamento reale e condizioni standard.

Ciò significa, per esempio, che un modulo da $54 W_p$ di potenza non è in grado di erogare $54 W$ in ogni istante, ma solo quando si trova in condizioni standard.

Si noti, inoltre, che la condizione standard relativa all'irraggiamento ($1000 W/m^2$) si realizza solo in giornate serene e quando il sole è allo zenit. È importante quindi precisare che la potenza di picco è esclusivamente un valore di riferimento, ma non è riconducibile direttamente all'energia prodotta effettivamente da un dispositivo FV.

Pertanto un modulo da $54 W_p$ installato in Sicilia produrrà, in un anno, molta più energia elettrica di un modulo di uguale potenza di picco situato, ad esempio, in Finlandia e ciò a causa del maggiore irraggiamento medio annuo nella regione italiana rispetto al nord Europa.

Più moduli possono essere assemblati in una struttura comune formando così un pannello, ovvero una struttura rigida ancorabile al suolo o ad un edificio. Un insieme di pannelli, collegati elettricamente in serie, costituisce una stringa. Più stringhe, collegate generalmente in parallelo per fornire la potenza richiesta, costituiscono il generatore (o campo) fotovoltaico (si veda figura 1). L'energia prodotta dal generatore fotovoltaico viene trasmessa

all'utenza (direttamente o tramite interfaccia con la rete nazionale) mediante dei dispositivi atti a renderla fruibile (BOS).

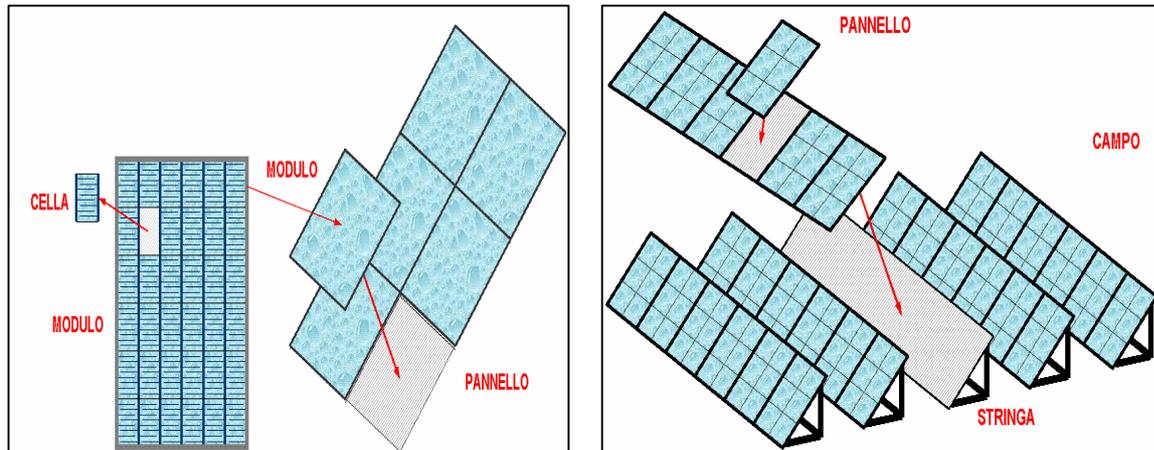


Figura 1 – Cella, Modulo, Pannello, Stringa e Campo fotovoltaico

Il più importante di questo gruppo di dispositivi è sicuramente l'**inverter**, il quale trasforma la corrente continua in corrente alternata (quella che alimenta le normali utenze).

2.1.1 Le tipologie dei Sistemi Fotovoltaici

I sistemi fotovoltaici si possono suddividere in due principali categorie in base alla loro configurazione elettrica. In particolare si fa distinzione tra:

- **Sistemi autonomi (stand-alone o off-grid);**
- **Sistemi connessi alla rete elettrica (grid connected).**

I sistemi autonomi vengono utilizzati in genere per elettrificare le utenze isolate, non servite dalla rete elettrica e difficilmente collegabili ad essa perché localizzate in aree poco accessibili, ma anche per quelle con bassi consumi di energia che non rendono conveniente il costo dell'allacciamento di tipo tradizionale.

Per le utenze che usano questo sistema è necessario quindi che venga assicurata la continuità dell'alimentazione, anche nei momenti in cui viene meno l'insolazione, ed è per questo che l'impianto viene

integrato con un sistema di stoccaggio dell'energia elettrica, costituito generalmente da un banco di batterie ricaricabili. Le batterie accumulano l'energia generata dai moduli fotovoltaici e consentono di differire nel tempo l'erogazione di corrente, garantendo in questo modo l'erogazione di energia elettrica anche nelle ore di minore illuminazione o di buio.

Per quanto riguarda invece i sistemi "grid-connected", questi sono sicuramente più diffusi a livello di mercato rispetto ai precedenti e si distinguono per la possibilità di scambiare l'energia elettrica con la rete locale o nazionale. Quando la produzione del campo fotovoltaico eccede per un certo periodo il consumo, questa eccedenza viene inviata direttamente alla rete mentre nelle ore in cui il generatore non fornisce energia elettrica sufficiente per soddisfare il carico, l'elettricità è acquisita, appunto, dalla rete.

Contrariamente all'installazione "stand-alone" per cui il fotovoltaico rappresenta una scelta obbligata associata ad un notevole risparmio energetico, quella connessa alla rete è, in genere, legata agli incentivi. Inoltre i sistemi connessi alla rete non necessitano di batterie di accumulo poiché l'energia prodotta dai pannelli solari dopo esser stata convertita da continua in alternata tramite un inverter o viene consumata dall'utente o viene immessa nella rete.

2.1.2 Le applicazioni fotovoltaiche

La tecnologia fotovoltaica può essere usata in diversi tipi di applicazioni che possono essere riassunte nelle seguenti macro categorie [EPIA, 2010]:

- **SISTEMI FV DECENTRALIZZATI CONNESSI ALLA RETE:** si tratta dei più popolari tipi di sistemi fotovoltaici utilizzati per edifici (abitazioni ed uffici ad esempio) e/o fabbricati commerciali ed industriali. Altri esempi sono

rappresentati da barriere isolanti antirumore e pensiline solari per parcheggi;

- **IMPIANTI DI POTENZA CONNESSI ALLA RETE (SISTEMI FV CENTRALIZZATI):** questi sistemi, connessi alla rete, producono una grande quantità di elettricità fotovoltaica. Tale produzione di energia risulta concentrata in un punto singolo. La taglia di questi impianti può variare da diverse centinaia di kW_p a parecchi MW_p. Si tratta di sistemi tipicamente montati a terra anche se alcune applicazioni possono essere installate su grandi fabbricati industriali come aeroporti e stazioni ferroviarie;
- **SISTEMI OFF-GRID PER L'ELETTRIFICAZIONE RURALE:** questi sistemi sono impiegati per garantire l'accesso all'elettricità anche alle aree più remote (paesi in via di sviluppo, rifugi di montagna etc. etc.). In questa categoria rientrano sia i piccoli sistemi domestici in grado di coprire il fabbisogno elettrico di una singola abitazione (illuminazione, refrigerazione etc. etc.), che le così dette "mini reti isolate" (mini grid), cioè impianti di più grandi dimensioni (dell'ordine di qualche decina di kW_p) che forniscono abbastanza potenza per soddisfare le esigenze di diverse abitazioni (ad esempio un villaggio o comunità isolate dalla rete di distribuzione);
- **APPLICAZIONI INDUSTRIALI OFF-GRID:** tali sistemi sono utilizzati di frequente nel campo delle telecomunicazioni, al fine di collegare aree rurali remote al resto del paese. Questa categoria include anche le stazioni di ripetizione per la telefonia mobile, i segnali di traffico, i sistemi satellitari, l'illuminazione remota e i sistemi di ausilio per la navigazione;
- **BENI DI CONSUMO:** le celle fotovoltaiche sono impiegate e incorporate in molti apparecchi elettrici di uso quotidiano come orologi, calcolatori, giocattoli e carica batterie. Fra le altre applicazioni troviamo gli impianti di irrigazione, i segnali stradali, l'illuminazione pubblica, le cabine telefoniche e più recentemente i tetti fotovoltaici per le automobili, che hanno lo

scopo di garantire il condizionamento della vettura anche durante la sosta.

Come già detto, i sistemi “Grid Connected” rappresentano la maggioranza del mercato.

2.2 Le principali tecnologie fotovoltaiche

Per quanto riguarda le celle FV e di conseguenza anche i moduli, sono presenti sul mercato varie tecnologie che si differenziano sostanzialmente in base ai materiali semiconduttori e ai processi produttivi impiegati.

Da un punto di vista costruttivo, si è soliti fare distinzione tra le celle convenzionali realizzate a partire da dei wafer di silicio (**tecnologia cristallina**) e quelle a film sottile (**thin film**).

Con riferimento alla tecnologia cristallina, il materiale principalmente impiegato, come detto precedentemente, è il silicio cristallino tagliato in fette sottili (wafer) e possiamo individuare due principali tipologie di celle:

- Celle in Silicio **Monocristallino**: si tratta dello stesso materiale impiegato per la produzione della componentistica elettronica. Nella struttura monocristallina gli atomi sono orientati nello stesso verso e legati gli uni agli altri allo stesso modo, garantendo un'elevata omogeneità. Le celle in silicio monocristallino presentano il grado di maggiore purezza del materiale e garantiscono le migliori prestazioni in termini di rendimento, a fronte però di un prezzo più elevato. Esse sono in genere di forma circolare, ottagonale o quadrata di 10-12-15 cm di diametro o lato e 0,17-0,32 mm di spessore. Il loro colore è blu scurissimo o nero uniforme. I moduli attualmente in commercio basati su questa tecnologia hanno un'efficienza variabile tra il 14 e il 15%;

- Celle in Silicio **Policristallino**: queste celle possono essere ottenute anche dal riciclaggio del materiale scartato dalla produzione di componentistica elettronica, rifuso (processo di casting) per ottenere barre cristalline compatte, in cui l'eterogeneità del cristallo resta comunque visibile ad occhio nudo. In questo caso gli atomi risultano aggregati in piccoli grani monocristallini orientati in maniera casuale. La struttura pertanto rimane meno ordinata ed omogenea, e il materiale presenta un minor grado di purezza rispetto al silicio monocristallino, circostanza che comporta una diminuzione dell'efficienza dei moduli, attestata tra l'11 e il 14%. Le celle sono generalmente quadrate o ottagonali, con spessore e dimensioni analoghi alle precedenti, ma la struttura policristallina conferisce loro un caratteristico colore blu intenso cangiante. Il costo leggermente inferiore rispetto al monocristallino e la gradevolezza estetica del colore rende questo materiale il più usato nelle integrazioni architettoniche.

Va detto inoltre che le celle in wafer di silicio devono essere relativamente spesse poiché il silicio cristallino non presenta una significativa capacità di assorbimento della luce e per di più sono piuttosto fragili, caratteristica che vincola la scelta del tipo di supporto su cui possono essere alloggiare (supporti rigidi).

Per quanto riguarda invece le celle a film sottile, queste pur costituendo una sorta di mercato di nicchia, si stanno affermando sempre più come principale alternativa per una serie di ragioni: in primo luogo i moduli in silicio cristallino vengono venduti a un prezzo di 5 €/W_p o più, che risulta lontano dall'essere competitivo con l'energia elettrica ottenuta da fonti fossili. Inoltre anche aumentando la produzione e automatizzando il processo di fabbricazione, difficilmente il costo potrebbe scendere al di sotto di 2 €/W_p , che sarebbe ancora non competitivo.

A queste considerazioni si aggiunge il fatto che la produzione di silicio mono e policristallino, è stata spesso insufficiente a soddisfare la domanda finale.

Nelle celle a film sottili invece, la quantità di materiale semiconduttore usata è almeno 100 volte inferiore a quella impiegata per i moduli cristallini e rappresenta una parte trascurabile del costo totale [FV Fotovoltaici, 2007]. Inoltre il processo di fabbricazione è molto meno energivoro ed essendo più semplice di quello relativo alle celle a wafer di silicio, può essere completamente automatizzato arrivando ad una produzione media di un modulo al minuto (sfruttamento delle economie di scala). Infine è possibile utilizzare come substrato anche del vetro comune a basso costo (vetro soda lime).

Tutto ciò rende molto economiche e competitive le celle e conseguentemente anche i moduli a film sottile, spiegando così la loro rapida diffusione: si prevede un costo di produzione di $0,6 \text{ €/W}_p$ per lo stato dell'arte del film sottile, che permetterebbe alla produzione di energia elettrica fotovoltaica di entrare in competizione con la generazione da fonte fossile.

La peculiarità di questo tipo di celle sta proprio nell'impiego di materiali con una maggiore capacità di assorbimento della luce solare rispetto al silicio cristallino. Ciò permette di conseguenza di ridurre decisamente il consumo e lo spessore dello strato di materiale fotoattivo necessario e ovviamente anche lo spessore dei relativi moduli.

Il fatto che sia sufficiente un sottilissimo spessore di materiale semiconduttore (dell'ordine di qualche micron) consente di depositare le celle direttamente su una grande varietà di superfici di appoggio (sia rigide che flessibili), quali ad esempio vetro, acciaio inossidabile o supporti plastici.

Tale deposizione del semiconduttore e dei contatti metallici avviene in genere mediante delle tecniche di deposizione da fase di vapore (ad esempio Sputtering, Plasma-Enhanced Chemical Vapor Deposition, Physical Vapor Deposition).

In questo caso inoltre è improprio parlare di celle in quanto possono essere ricoperte superfici anche consistenti in maniera continua: in altre parole è possibile depositare tutte le celle di un modulo su di unico supporto e collegarle successivamente con notevoli risparmi sul materiale di base utilizzato, sui tempi e sui costi, realizzando così una sorta di “integrazione monolitica” (non si parla più pertanto di wafer).

Rispetto alla tecnologia del silicio cristallino, queste presentano una minore efficienza, ma sono caratterizzate da prestazioni più stabili nel tempo e risultano meno influenzate dalle condizioni meteo, essendo molto sensibili alla radiazione diffusa, prevalente in condizioni di cielo coperto.

Tra le più importanti possiamo individuare le seguenti [Magrini e Ena, 2007]:

- Celle in **Silicio Amorfo**: in questo caso gli atomi sono orientati in maniera casuale come in un liquido, pur conservando le caratteristiche dei corpi solidi. Tale materiale assorbe la luce più efficientemente del corrispettivo Si-cristallino, per cui lo spessore della cella in Si-a può essere ridotto fino a 300 volte, inoltre il rendimento di conversione dei moduli basati su tale tecnologia è indipendente dalle variazioni della temperatura d'esercizio. Tuttavia l'efficienza tipica di questi moduli è sensibilmente più bassa rispetto a quella dei moduli cristallini, dell'ordine del 5-7%, ed è soggetta ad un decadimento consistente delle proprie prestazioni nel primo mese di vita, imponendo quindi un sovradimensionamento della superficie installata;
- Celle al **CIS/CIGS**: il materiale semiconduttore è un composto policristallino, eventualmente arricchito con gallio per incrementarne le prestazioni, depositato in genere su un substrato di vetro. Tipicamente si usa per questo tipo di celle il diseleniuro di rame, indio e gallio (**Cu(In,Ga)Se₂, CIGS**) oppure il diseleniuro di rame e indio (**CuInSe₂, CIS**) se non è

presente il gallio. L'efficienza tipica dei relativi moduli è compresa tra 8 e il 10%;

- Celle in **CdTe**: il semiconduttore impiegato è sempre un composto policristallino, il tellururo di cadmio, realizzato con tecnologie simili a quella utilizzata per i CIS. Le prestazioni attendibili da questa tecnologia sono ottime, ma la sua reale prospettiva di applicazione su larga scala è subordinata alla risoluzione delle problematiche di smaltimento al termine del ciclo di vita, dal momento che il cadmio è molto tossico. In questo caso, l'efficienza tipica dei relativi moduli è compresa tra 7 e il 10%.

Oltre alla classificazione precedente, in genere si è soliti distinguere le tecnologie fotovoltaiche anche in base alla generazione a cui esse appartengono. In particolare è possibile identificare una “prima generazione” che raggruppa le celle e i moduli basati sulla tecnologia, ormai consolidata e matura, del silicio cristallino; e una “seconda generazione” nelle quale rientrano le celle e i moduli a film sottile.

C'è infine anche una “terza generazione” che comprende un insieme di nuove ed emergenti tecnologie, che non hanno ancora raggiunto un adeguato livello di maturità, ma che sembrano essere molto promettenti per il futuro, quali ad esempio le celle fotovoltaiche completamente organiche (Organic Photovoltaics), le celle sensibilizzate con coloranti (Dye Sensitised Cells) e le celle multi giunzione.

2.3 Le celle fotovoltaiche: *architettura e materiali*

Come già accennato, la cella fotovoltaica è la più piccola componente di un sistema fotovoltaico ma allo stesso tempo ne è l'elemento fondamentale e principale ai fini della conversione della

radiazione solare (energia elettromagnetica), con un rendimento di conversione (efficienza) compreso tra il 10 e il 15%.

Tale fenomeno è noto sotto il nome di “effetto fotovoltaico”: esso ha luogo nei materiali semiconduttori come ad esempio il silicio. In assenza di sollecitazioni esterne, un semiconduttore non è in grado di trasmettere elettricità, poiché i suoi elettroni sono confinati nella banda di valenza. Se però un agente esterno (nel nostro caso la radiazione solare) conferisce energia agli elettroni, essi possono superare il dislivello (o “gap”) che divide la banda di valenza da quella di conduzione, diventando in tal modo liberi di muoversi attraverso il materiale e generando quindi un passaggio di corrente.

2.3.1 Le celle fotovoltaiche in Silicio Cristallino

Attualmente la maggior parte del mercato mondiale è costituito da celle in silicio cristallino. La forma di questi dispositivi può essere quadrata o circolare, con spessore medio pari compreso tra 0,17 e 0,32 mm e superficie media di 100 cm², anche se oggi si realizzano celle di maggiori dimensioni.

La materia prima è pertanto il silicio (caratterizzato da un elevato livello di purezza) che viene fuso in forno e successivamente fatto cristallizzare mediante un processo discontinuo (ad elevato consumo di energia), ottenendo così un lingotto (che ha forma cilindrica nel caso del silicio monocristallino o di parallelepipedo nel caso del silicio policristallino). Tali lingotti vengono poi tagliati in fette (wafer) dello spessore di circa 170- 320 micron.

La fase successiva consiste nel drogaggio (**formazione della giunzione p-n**), che prevede un trattamento del wafer con fosforo e boro al fine di ottenere correnti elettriche stabili all'interno della cella [Spagnolo e Battisti, 2002].

In altre parole, il drogaggio consiste nell'inserimento nella fetta di silicio di alcuni atomi (sotto forma di impurità) di elementi estranei

(fosforo e boro), nella misura di qualche parte per milione. Senza tale fase l'output elettrico della cella risulterebbe troppo basso e quindi la corrente elettrica generata sarebbe troppo debole per essere utilizzata.

A questo punto bisogna disporre degli elettrodi in grado di raccogliere e portare all'esterno la corrente prodotta, applicando dei contatti elettrici metallici (**metallizzazione**). A tal fine, sulla parte superiore della cella, lo strato che verrà esposto alla luce, viene creato mediante un processo serigrafico una griglia sottile studiata appositamente in modo da ottimizzare il rapporto tra la trasparenza alla radiazione incidente e la capacità di raccolta della corrente elettrica generata; mentre l'altro contatto, posizionato sullo strato inferiore sempre mediante un processo serigrafico, viene realizzato applicando uno strato metallico a tutta la superficie, non dovendo quest'ultima essere esposta alle radiazioni solari. Tipicamente i materiali utilizzati per tali elementi sono l'argento e l'alluminio. Sempre con tali materiali sono realizzate delle bandelle chiamate "busbar" che vengono applicate su entrambe le superfici della cella mediante serigrafia [Conergy Academy e Gamba, 2010]: esse fungono da conduttori principali di connessione dove gli elettroni emessi dalla cella vengono convogliati e sono utilizzate anche per la successiva interconnessione delle celle in stringhe. Dopo questa fase, la cella è sottoposta ad un processo di cottura in forno ad alta temperatura per pochi secondi, al fine di permettere all'argento e all'alluminio di legarsi al silicio. Per completare infine la cella solare, sono necessari dei **trattamenti antiriflettenti**, quali la testurizzazione e la deposizione di uno strato di ossido di titanio, che in realtà però avvengono prima della fase di metallizzazione.

Il trattamento di testurizzazione viene effettuato addirittura prima della formazione della giunzione p-n e si traduce nella realizzazione di microscopiche piramidi sulla superficie anteriore della cella, che hanno lo scopo di "intrappolare" i raggi solari. Globalmente quindi la presenza di questa struttura riduce la quantità di energia raggianti che viene riflessa dalla faccia anteriore della cella.

Il secondo trattamento invece prevede la deposizione di uno strato antiriflettente, solitamente ossido di titanio, che abbassa il coefficiente di riflessione fino all' 1% circa. Questo strato conferisce alle celle il loro classico colore blu nel caso di silicio multicristallino, o nero per il monocristallino. L'architettura risultante della cella così prodotta è rappresentata in figura 2.

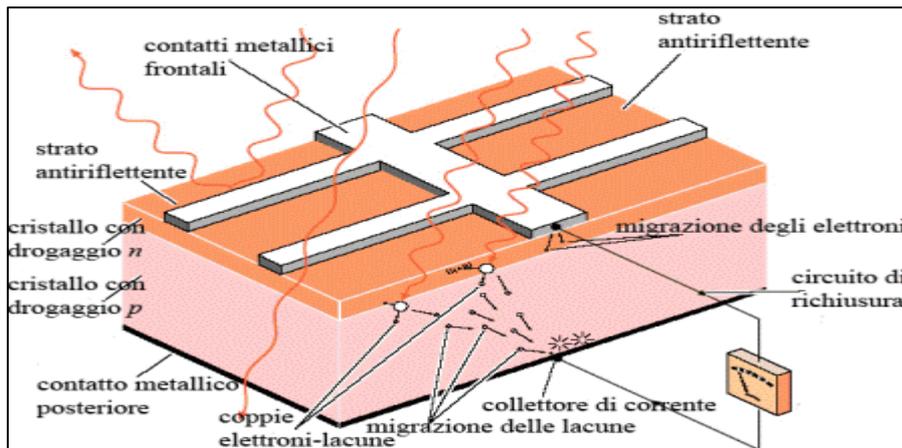


Figura 2 - Struttura di una cella FV in silicio cristallino

2.3.2 Le celle fotovoltaiche in Silicio Amorfo

Tali celle attualmente rappresentano la tecnologia dominante nell'ambito dei film sottili. Esse in genere sono installate mediante un processo di deposizione da fase di vapore su dei substrati rigidi (vetro) oppure flessibili (polimeri, materie plastiche, acciaio inox). Come già detto è improprio parlare di celle in quanto possono essere ricoperte superfici anche consistenti in maniera continua.

Nelle applicazioni più comuni (si veda figura 3), le celle in silicio amorfo vengono depositate su delle superfici di vetro trattate con dell'ossido di stagno (SnO_2) che funge da contatto anteriore trasparente (TCO, Transparent Contact Oxide), mentre una combinazione di argento e alluminio fa da contatto posteriore.

Nel caso dei substrati in acciaio invece, si utilizza tipicamente come contatto anteriore trasparente l'ossido di indio e stagno (ITO)

mentre una combinazione di argento e ossido di zinco (ZnO) per il contatto elettrico posteriore [Sander et al., 2007].

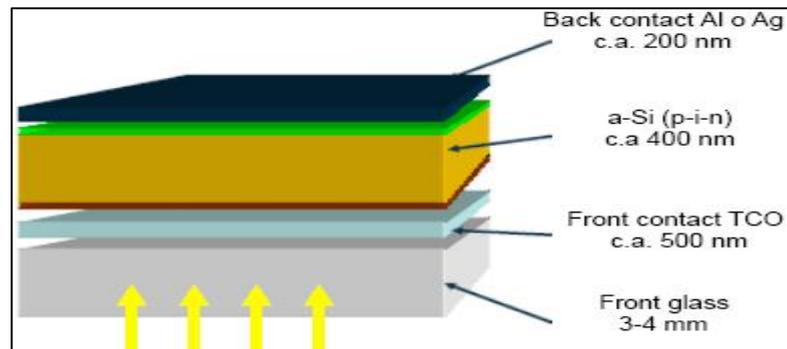


Figura 3 - Struttura di una cella FV in Silicio Amorfo

2.3.3 Le celle fotovoltaiche al CdTe

Il tellururo di cadmio (CdTe) è un semiconduttore con un coefficiente di assorbimento della luce solare molto alto. In combinazione con il solfuro di cadmio (CdS) forma una giunzione singola di tipo etero.

In genere questo tipo di celle sono formate da quattro sottilissimi strati di materiali depositati su un substrato di vetro a basso costo: il contatto frontale trasparente (TCO), i due strati che formano l'eterogiunzione (CdS e CdTe) ed infine il contatto elettrico posteriore (si veda figura 4).

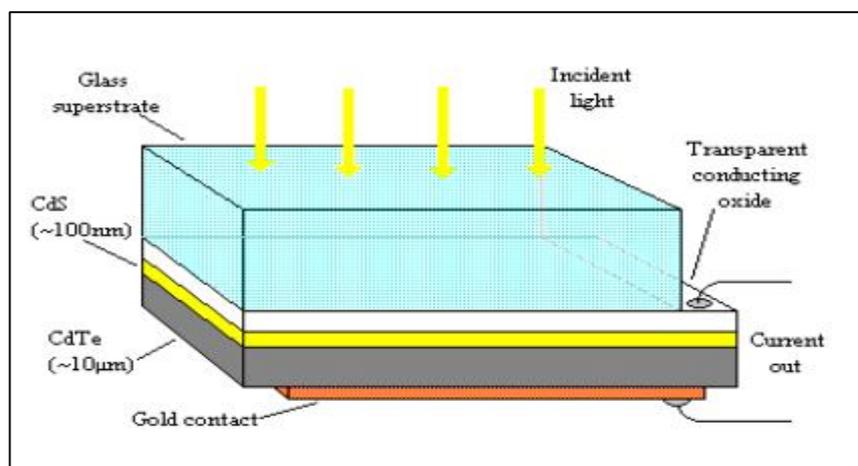


Figura 4 - Struttura di una cella FV al CdTe

Tipicamente si usa per il contatto frontale trasparente l'ossido di stagno (SnO_2) drogato con fluoro mentre per il contatto posteriore si utilizza un altro materiale metallico.

2.3.4 Le celle fotovoltaiche al CIS/CIGS

Il composto più frequentemente impiegato come semiconduttore è il diseleniuro di rame e indio (CIS) oppure il diseleniuro di rame, indio e gallio (CIGS), mentre il composto dello zolfo, il disolfuro di rame e indio (CuInS_2), gioca un ruolo secondario.

Le celle sono tipicamente realizzate con dei contatti posteriori opachi in molibdeno su dei substrati in vetro o su dei supporti in acciaio inossidabile (soluzione meno diffusa).

Per quanto riguarda invece il contatto anteriore trasparente (TCO), il materiale principalmente impiegato è l'ossido di zinco (ZnO) che può essere drogato con alluminio, boro o gallio. È inoltre necessario un sottile strato di solfuro di cadmio (CdS) per formare la giunzione (si veda figura 5).

Per quanto riguarda invece il composto dello zolfo, la struttura della cella rimane sostanzialmente la stessa però in questo caso non si ha l'aggiunta del gallio.

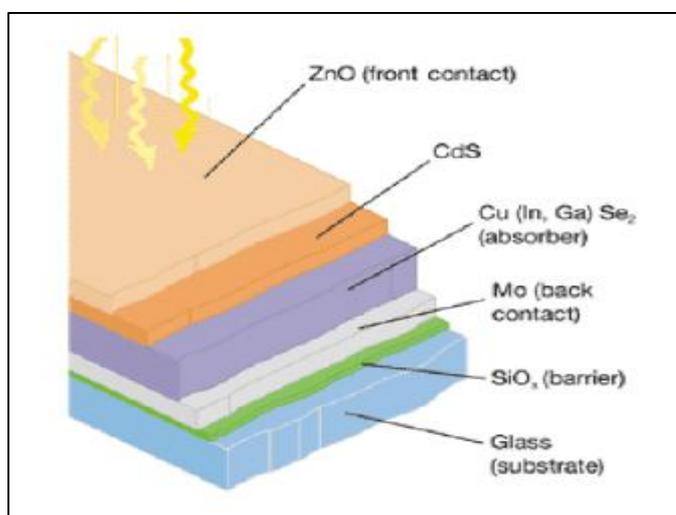


Figura 5 - Struttura di una Cella FV al CIS/CIGS

2.4 I moduli fotovoltaici: *architettura e materiali*

Nel caso della tecnologia cristallina, le celle solari costituiscono un prodotto intermedio dell'industria fotovoltaica: esse forniscono valori di tensione e corrente limitati in rapporto a quelli normalmente richiesti dagli apparecchi utilizzatori. Inoltre sono estremamente fragili (in seguito ai ridotti spessori), elettricamente non isolate e prive di supporto meccanico. Per tali ragioni, è necessario assemblarle in modo opportuno, tale da costituire un'unica struttura: il modulo fotovoltaico. Questo, infatti, presenta caratteristiche di maggiore robustezza e maneggevolezza ed inoltre è in grado di garantire molti anni di funzionamento anche in condizioni ambientali difficili (vita utile pari a 25-30 anni). I moduli cristallini sono pertanto il risultato dell'assemblaggio di celle di minori dimensioni.

Nel caso invece della tecnologia a film sottile, tali dispositivi rappresentano lo stadio finale di processi "in linea". Si prestano cioè a produzioni su larga scala. Questo significa che per i moduli a film sottile si può realizzare una macchina unica ad un'estremità della quale si può inserire un supporto (tipicamente vetro) di dimensioni opportune e che, dopo la deposizione sul supporto di tutti gli strati necessari, all'estremità opposta restituisce il dispositivo finito [Bianucci et al., 2006].

2.4.1 *I moduli fotovoltaici basati sulla tecnologia del Silicio Cristallino*

I moduli in commercio attualmente più diffusi sono sicuramente quelli che utilizzano celle in silicio mono e policristallino (**tecnologia cristallina**).

A livello generale, i principali componenti che ne definiscono la struttura, molti dei quali si ritrovano con le medesime funzionalità anche nella struttura dei moduli a film sottile, sono:

- **Copertura Esterna (spessore 4 mm):** tale elemento è costituito da una lastra di vetro temprato a basso tenore di ossido di ferro, dotato di un elevato valore della trasmittanza τ nella banda del visibile e di una buona resistenza meccanica. La sua presenza è essenziale poiché garantisce il buon funzionamento e la durata del modulo, impedendo che l'acqua piovana, il vapore e le particelle inquinanti penetrino in esso danneggiandolo o inibendo le sue prestazioni. Infine garantisce la protezione rispetto a possibili urti dovuti alla caduta della grandine o di altri materiali;
- **Sigillante anteriore:** è un foglio adesivo trasparente tramite il quale si fissano le celle al vetro di copertura ed è costituito generalmente da uno strato di materiale polimerico, l'EVA (acetato vinilietilenico), che garantisce contemporaneamente un buon isolamento dielettrico e la tenuta agli agenti esterni;
- **Celle e contatti:** tali elementi rappresentano l'insieme delle celle collegate tra loro in serie e/o parallelo e dei contatti che le interconnettono (ribbon). A partire dai contatti anteriori e posteriori delle celle, vengono innanzitutto posti dei prolungamenti dei contatti, cioè i ribbon, che vengono saldati alle celle, in corrispondenza dei busbar, al fine di collegarle in serie. In altre parole, si tratta di interconnessioni che sono realizzate mediante dei sottili nastri metallici (generalmente in **rame stagnato**) elettrosaldati, i cui terminali vengono fatti uscire dal laminato, attraverso un foro sulla faccia posteriore o dal bordo laterale. Si viene così a costituire un insieme di celle che non ha però ancora nessuna garanzia di resistenza meccanica: a tal fine le celle vengono incapsulate all'interno di una serie di strati (in parte già menzionati) che le proteggono dall'azione degli agenti esterni;

- **Sigillante posteriore:** è un materiale che viene posto sotto le celle ed è costituito da un altro foglio di EVA grazie al quale le celle vengono fissate alla chiusura posteriore;
- **Chiusura posteriore (foglio di backsheet):** in questa parte viene posizionata una lastra di chiusura che ha caratteristiche di tenuta simili a quella superiore. Può essere in vetro ma, essendo la prestazione meccanica richiesta minore rispetto a quella richiesta per la facciata superiore, si può utilizzare anche un rivestimento sintetico, più economico, come il **Polivinilfluoruro (PVF)** noto commercialmente come **Tedlar**.

Il “sandwich” così ottenuto subisce successivamente un trattamento in forno detto laminazione, in cui, tramite un riscaldamento a circa 150 °C si realizza la sigillatura dei componenti. L'EVA, in origine traslucido, diviene trasparente. Inoltre vengono eliminati, all'interno delle stratificazioni, l'aria ed il vapore presenti tra gli interstizi, evitando possibili processi di corrosione. In seguito a tale processo di laminazione, i vari strati non possono più essere separati e ciò implica che, qualora, ad esempio una cella venisse danneggiata, non sarebbe possibile separare i diversi strati e sostituirla. Realizzato il laminato (si veda figura 6), questo viene completato con l'aggiunta di una **cornice** e della **scatola di giunzione**.

Il primo elemento viene realizzato, generalmente, in **alluminio** estruso anodizzato con uno spessore variabile tra i 2 ed i 5 cm e viene applicata al pannello, utilizzando del collante siliconico. La struttura dovrà resistere all'esposizione prolungata alle intemperie, dovrà essere maneggevole e leggera, ma soprattutto dovrà evitare di causare ombreggiamenti sulle celle a causa di sporgenze eccessive. Essendo l'elemento che funge da interfaccia tra il modulo ed il supporto su cui verrà installato, spesso è dotato di fori e asole atti a permettere che il pannello possa essere imbullonato ed agganciato. La scatola di giunzione, invece, viene collocata sul lato posteriore ed il suo scopo è quello di proteggere le bandelle terminali che fuoriescono dal sandwich.

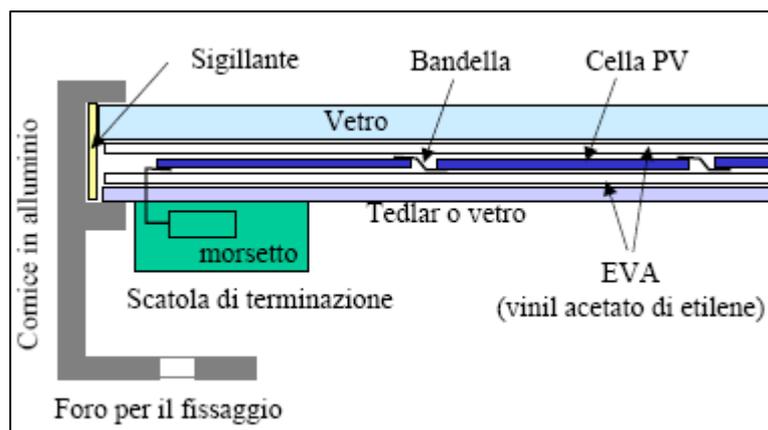


Figura 6 - Sezione Modulo FV in Silicio Cristallino

La sua funzione è quella di garantire la tenuta stagna ma nel contempo il suo contenuto deve essere facilmente accessibile attraverso un coperchio dotato di viti e di una guarnizione impermeabile.

Va osservato che la durata attesa di funzionamento di un modulo è teoricamente infinita in quanto non vi sono parti in movimento ma nella pratica viene limitata a 25-30 anni, a causa del naturale degrado dei materiali protettivi esterni che costituiscono il modulo. Tale durata infatti non è tanto legata al materiale semiconduttore di per se, ma alla sua protezione dagli agenti esterni. Col tempo ad esempio si possono verificare fenomeni di delaminazione dell'incapsulante che possono favorire infiltrazioni di aria e umidità all'interno del modulo, e l'ossidazione dei contatti. Ne consegue una notevole riduzione del rendimento dei moduli che vengono pertanto dismessi nonostante siano ancora in grado di produrre energia. Finisce così la fase delle "vita utile" (o vita operativa) e inizia quella dell' "end of life".

2.4.2 I moduli fotovoltaici basati sulla tecnologia dei Film Sottili

La "struttura generale" descritta nel paragrafo precedente accomuna tutti i moduli FV in silicio cristallino, che rappresentano la stragrande maggioranza delle installazioni effettuate. Tuttavia molti

dei componenti precedentemente descritti sono presenti con le medesime funzionalità anche nei moduli in film sottile (si veda figura 8), sebbene ci siano delle differenze a livello di processo produttivo dei moduli.

Le tecniche di fabbricazione impiegate infatti permettono **l'integrazione monolitica** di diverse celle in un modulo, attraverso la deposizione diretta di un certo numero di celle connesse in serie su di un singolo substrato, senza ricorrere alla saldatura come avviene nei moduli cristallini. Pertanto già durante il processo di fabbricazione, le celle vengono collegate tra loro in un blocco monolitico, mediante un unico processo. Il termine "celle" è quindi usato in maniera impropria dato che è possibile ricoprire direttamente con il materiale fotoattivo superfici anche consistenti in modo continuo.

Ad esempio nel caso dei moduli in silicio amorfo, i più diffusi tra quelli in film sottile, il metodo di realizzazione più comune consiste nel depositare il materiale fotoattivo direttamente sulla lastra di vetro che fungerà da copertura trasparente, evitando così l'uso del sigillante. Le celle e le interconnessioni, come già detto, possono essere realizzate con un unico processo, in maniera automatizzata (incisione meccanica o laser). Dopo aver depositato sul vetro **l'ossido di stagno**, che costituirà il contatto anteriore trasparente (**Transparent Conductive Oxide, TCO**), questo viene suddiviso in una serie di strisce longitudinali (larghe 1-2 cm) che attraversano tutto il modulo tramite un'incisione meccanica o mediante laser. In alternativa all'ossido di stagno si può utilizzare, come TCO, **l'ITO** (indium tin oxide, ossido di indio e stagno).

Nella fase seguente, viene depositato su tutta la superficie il silicio amorfo che si insinua nelle scanalature e ricopre lo strato precedente che a sua volta viene inciso secondo solchi leggermente sfalsati rispetto a quelli tracciati nell'ossido di stagno. Successivamente viene depositato il contatto metallico posteriore (**in argento e alluminio**) che riempie gli incavi nel silicio e lo ricopre e viene

inciso anch'esso secondo solchi leggermente sfalsati rispetto a quelli praticati nel silicio.

Infine il modulo viene laminato con uno strato di EVA (o un altro materiale polimerico che funge da sigillante) e con un secondo vetro che fa da copertura posteriore. Si ottiene in questo modo un modulo fotovoltaico di dimensioni variabili composto da celle longitudinali connesse tra di loro in serie. La cornice e la scatola di giunzione possono essere aggiunte o meno a seconda del tipo di impiego previsto. In alternativa il modulo può essere realizzato anche su supporti flessibili. Di seguito si riporta lo schema del processo produttivo di un modulo in silicio amorfo (si veda figura 7).

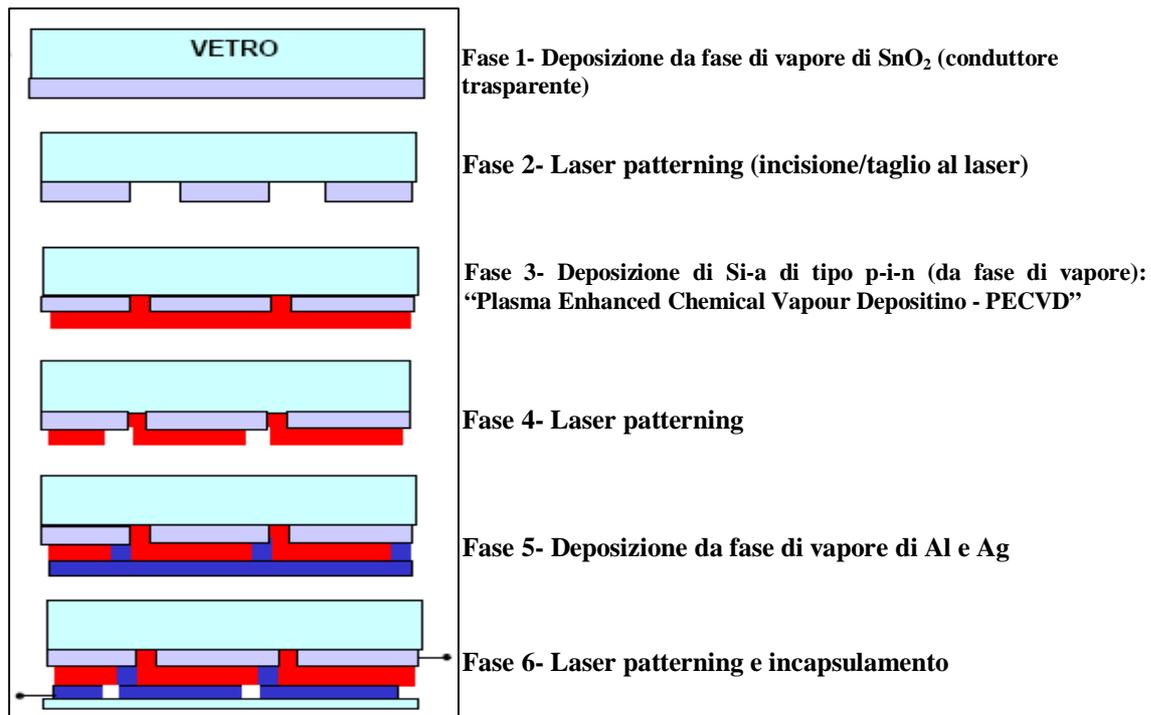


Figura 7 - Sequenza di fabbricazione dei moduli in Si-a

L'architettura dell'output di questo processo è descritta nella figura 10. Come si può osservare si ritrovano per lo più gli stessi componenti presenti in un modulo cristallino.

Gli altri moduli a film sottile (CdTe, CIS e CIGS) sono realizzati con un processo produttivo molto simile a quello appena descritto (sempre di integrazione monolitica): cambia semplicemente il

materiale fotoattivo utilizzato ma la struttura dell'output del processo è sostanzialmente la stessa (si veda ad esempio figura 9). Confrontando infine l'architettura dei moduli a film sottile con la struttura di quelli cristallini (figura 10), si osserva nei primi che è presente tipicamente un solo strato di EVA, in quanto manca lo strato di EVA superiore dato che le celle sono depositate direttamente sul substrato di vetro.

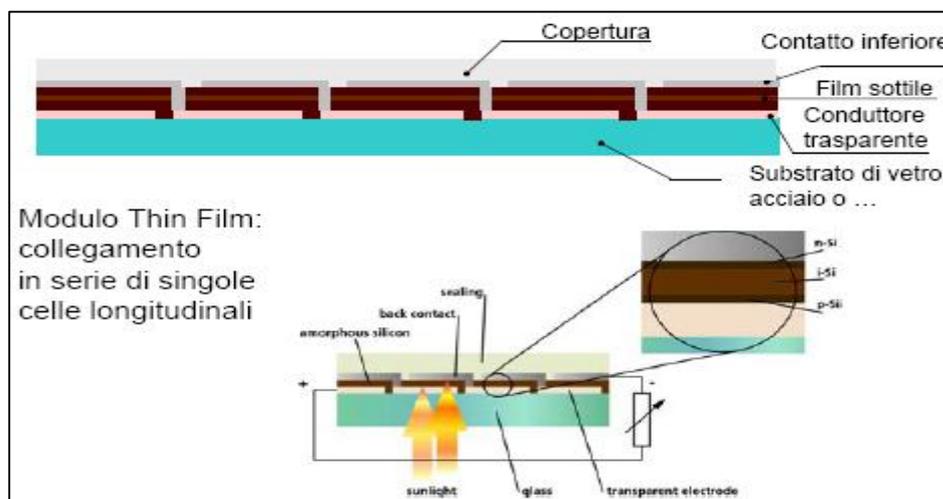


Figura 8 - Architettura di un modulo in Si-a

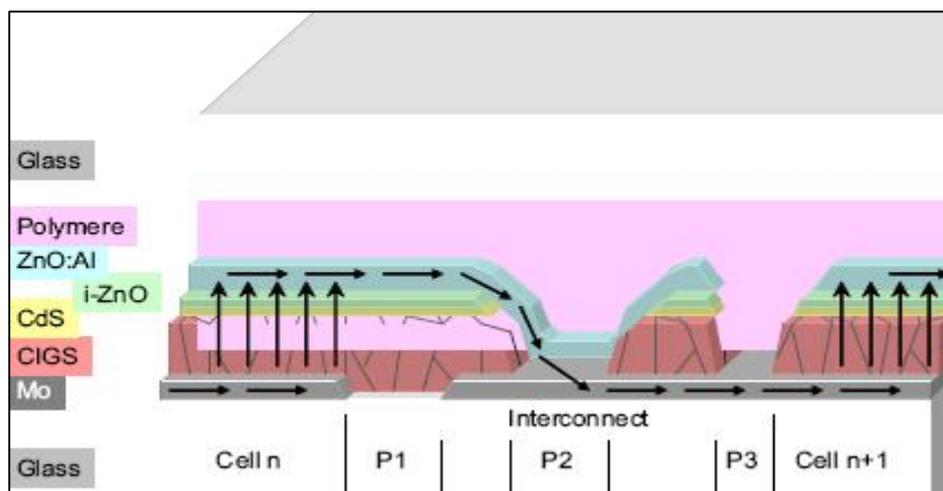


Figura 9 - Struttura di un modulo FV al CIGS



Figura 10 - Confronto struttura Modulo Cristallino Vs Modulo Film Sottile

2.5 Focus sui consumi dei materiali coinvolti

2.5.1 La composizione dei moduli in Silicio Cristallino

Con riferimento ai moduli FV basati sulla tecnologia del silicio cristallino, si può affermare che la loro composizione in termini di materiali impiegati non abbia subito modifiche significative nel corso del tempo, anche se è possibile identificare una chiara tendenza verso l'utilizzo di una sempre minore quantità di materiali, sia per ragioni di carattere ambientale che economico.

Un esempio è fornito dalla tabella di figura 11 (ultima colonna): se si confrontano gli ultimi tre tipi di moduli risalenti all'anno 2007 (denominanti "current 1-3") con quelli realizzati negli anni precedenti (2004), si osserva immediatamente il minore consumo specifico di materiale che li contraddistingue.

Questi moduli, i così detti "laminati a vetro singolo", rappresentano la soluzione commerciale più diffusa sul mercato: un "sandwich" composto per lo più da un singolo pannello di vetro spesso 3-4 mm, EVA e da uno strato che funge da copertura posteriore (backing film).

In genere il backing film può essere un foglio di PET che è stato precedentemente laminato su entrambi i lati con due strati di PVF

(tedlar). In altre applicazioni invece si utilizza direttamente il tedlar come backing film.

Producer	Glass	Frame (Aluminium)	EVA	Cells	Backing Films	Junction Box	Mass
Nr.	Mass Fractions in %						in kg/kW _p
1	62,40%	22,10%	7,60%	3,90%	2,60%	1,40%	100,28
2	60,70%	23,90%	7,50%	4,20%	2,70%	1,00%	96,35
3	60,90%	23,90%	7,40%	3,90%	2,50%	1,40%	113,72
4	62,40%	23,10%	7,30%	3,80%	2,20%	1,20%	106,9
5	62,60%	22,60%	7,30%	3,80%	2,50%	1,20%	101,35
6	63,60%	20,30%	7,90%	4,10%	2,70%	1,40%	103,99
7	66,00%	19,30%	7,50%	4,00%	2,60%	0,60%	101,01
8	71,90%	12,40%	8,00%	4,20%	2,50%	1,00%	99,91
9	60,50%	24,50%	7,70%	3,80%	2,60%	0,90%	110,33
10	70,90%	15,00%	6,80%	3,70%	2,30%	1,30%	108,98
11	67,80%	16,40%	7,10%	5,60%	2,00%	1,10%	110,87
Current 1							102,3
Current 2							85,7
Current 3							97,1

Figura 11 - Composizione dei Moduli in Si-c secondo lo studio "Ökopol 2004" in confronto con la tecnologia del 2007 Fonte: Sander et al., 2007

Tipicamente tali moduli sono incorniciati in un telaio (frame) di alluminio, che, come si può osservare dalla figura precedente, costituisce una parte significativa del peso complessivo.

La tabella di figura 12 riporta una descrizione dettagliata della composizione di un moderno modulo PV standard in silicio cristallino, della potenza di 215 W_p, e lo mette a confronto con la composizione di un modulo standard del 2003.

Dalla tabella si nota un incremento della % di vetro e una riduzione della frazione % in massa corrispondente alla cornice di alluminio. Inoltre grazie alla possibilità di produrre wafer di spessore minore, il contenuto di silicio è stato ridotto da 300 µm (nel 2003) a 190 µm (nel 2007), con una conseguente riduzione della percentuale in massa associata alle celle.

Anche la quantità di argento presente nei moduli (contatti elettrici) è diminuita in maniera significativa (dallo 0,14% allo 0,004%). Il contenuto di piombo invece è riconducibile al suo impiego necessario per la saldatura delle celle.

Component	Quantity (2003) according to [ökopol 2004]	Quantities 2007	
		frazione % in massa	kg/kW _p
Glass	62,7%	74,16%	77,3
Frame Aluminium	22%	10,3%	10,7
EVA	7,5%	6,55%	6,8
Solar Cells	4%	3,48%	3,6
Backing Film (Tedlar)	2,5%	3,6%	3,8
Junction Box	1,2%	-	-
Adhesive, potting compound	no data	1,16%	1,2
Weight/kWp	103,6 kg/kW _p	-	103,4
Cu	0,37%	0,57%	-
Ag	0,14%	0,004 -0,006%	-
Sn	0,12%	0,12%	-
Pb	0,12%	0,07%	-
Si	no data	3%	-

Figura 12 - Composizione di un moderno modulo standard in Si-C
Fonte: Sander et al., 2007

L'uso di leghe per saldature senza piombo può incrementare notevolmente il contenuto di argento necessario, ma comunque in questo caso la % in massa di piombo presente nel modulo rimane sostanzialmente prossima allo 0% nonostante la riduzione della % di argento.

Il contenuto di rame invece è aumentato (dal 0,37 al 0,57%), in seguito all'utilizzo di più ampie bandelle per la saldatura delle celle, conseguenza delle maggiori correnti elettriche generate dagli attuali moduli.

Nonostante tutte queste variazioni, si nota che la composizione generale dei moduli non ha subito cambiamenti sostanziali nel tempo: in entrambi i casi infatti, i principali elementi che incidono

maggiormente sul peso complessivo del modulo (più del 90%) sono il pannello di vetro, l'EVA e la cornice d'alluminio.

Le celle in silicio invece incidono poco sul peso totale (3,5%), ma nonostante che la loro frazione in massa risulti non molto significativa, esse rappresentano il componente che incide maggiormente sul consumo di energia necessaria per la fabbricazione di un modulo fotovoltaico, ragionando in termini di intero ciclo di vita del dispositivo.

2.5.2 La composizione dei moduli a film sottile

Ci sono molte similarità fra i moduli a film sottile per quanto riguarda i materiali impiegati.

Un primo punto in comune è il fatto che il semiconduttore gioca un ruolo decisamente secondario nella composizione complessiva dei moduli.

Nel caso dei moduli realizzati su supporti in vetro (la soluzione più comune), lo strato fotoattivo conta meno dell'1% del peso totale del dispositivo.

Il substrato e il vetro di copertura anteriore contribuiscono a più dell'80% del peso, mentre la frazione % in massa associata alla cornice, spesso in alluminio, è compresa tra il 10 e il 12%. Infine i materiali incapsulanti, le scatole di giunzione e i cablaggi costituiscono la parte rimanente. In figura 13 viene descritta dettagliatamente la tipica composizione dei moduli al CIGS di tre differenti produttori.

Come si osserva dalla tabella, i produttori possono utilizzare più materiali differenti per funzioni analoghe: ad esempio per quanto riguarda lo strato di incapsulante si possono impiegare vari materiali quali l'EVA, il PVB (polivinilbutirrale) o il PU (poliuretano). Ovviamente la scelta di un determinato materiale piuttosto che un

altro potrà influire sul “comportamento” futuro dei moduli durante la fase del riciclaggio.

Materiali	Weight (g/m ²)		
	Producer A	Producer B	Producer C
Si ₃ N ₄	0,5	-	-
Mo	4	5	9,5
CuInGaSe	10	12	4,5
Selenium	5	6	0,7
ZnO	7	6	0,24
CdS	0,2	0	-
ITO	-	-	-
Substrate polyimide	-	-	35
Substrate glass	7500	7500	No Data
Front Glass	7500	7500	
PIB Sealant	500	-	
Encapsulant (PVB, EVA, PE)	200	500	
Polymer glue	400	-	
Adhesive Tape	-	100	
Aluminium Frame	3000	1800	
J-Box	400	100	
Cable Polymer and copper	400	200	
Polyester Label	1	1	
Total Glass	15000	15000	
Total Polymers	1501	701	
Total weight/m ²	19927	17730	

Figura 13 - Tipica composizione dei moduli al CIGS di tre differenti produttori Fonte: Sander et al., 2007

Sono inoltre disponibili sul mercato anche moduli al CIGS realizzati su strati di sostegno flessibili, quali ad esempio lamine di titanio, materiali poliammidici (si veda ad esempio il produttore C di figura 15) e acciaio inossidabile.

In figura 14 si riporta la tipica composizione di un modulo standard al CIGS di dimensioni (120 x 60) cm²: il vetro di copertura anteriore, il substrato in vetro posteriore e la cornice d'alluminio sono gli elementi che incidono maggiormente sul peso totale del dispositivo (quasi il 96% in massa). Il residuo 4% è dovuto all'EVA

(3%) e ai cablaggi (1%), fatti di rame e isolante. I restanti componenti, tutt'insieme, in media non raggiungono l'1% del peso complessivo. Infatti nella voce "altro" rientrano: Indio (0,02%), Gallio (0,01%), Selenio (0,03%), Stagno (0,12%) e Piombo (<0,1%)

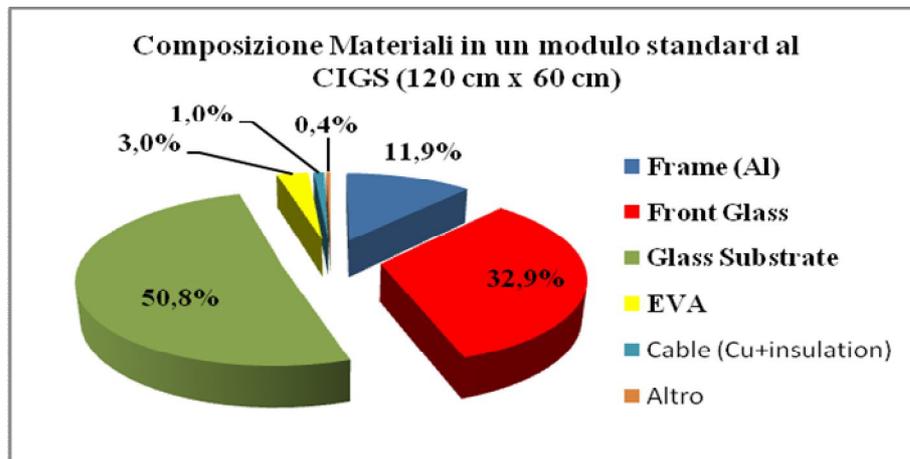


Figura 14 - Fonte: Sander et al., 2007

La descrizione dei moduli al CIS/CIGS si adatta molto bene ai moduli basati sulla tecnologia del silicio amorfo quando questi sono incapsulati tra due superfici di vetro (soluzione più comune). In alcuni dispositivi si utilizza il poliuretano (PU) per le cornici al posto dell'alluminio. In questi casi la composizione media è la seguente (si veda figura 15 e 16): il vetro, che comprende sia quello anteriore che posteriore, rappresenta l'86 % del peso complessivo del modulo; il poliuretano, composto da poliolo e isocianato (MDI), incide per il 12%; i cablaggi (rame + PVC) raggiungono quasi l'1%; mentre i restanti elementi, tutti insieme, non arrivano all'1%. Il silicio ad esempio, che è il materiale fotoattivo, conta meno dello 0,1% e lo stesso vale per gli altri metalli presenti, come lo stagno e il piombo. Nei moduli con cornici in alluminio, la composizione rimane sostanzialmente invariata. Inoltre alcuni produttori (Unisolar) usano, al posto del vetro, l'acciaio inossidabile per realizzare il carrier layer (cioè lo strato di supporto su cui viene depositato il materiale fotoattivo) dei loro moduli, e impiegano dei fogli polimerici come copertura. Altri produttori invece fanno ricorso a strutture del tipo vetro/polimero, dove il vetro funge da

carrier layer. Tali strutture risultano più leggere rispetto a quelle del tipo vetro/vetro, ma il vetro rappresenta sempre la frazione principale.

Materiale	Spessore	Peso per modulo	Peso per superficie	Peso per Output
		g	g/m ²	g/W _p
Glass	2,2-3 mm	3483	12480	249,6
SnO ₂		0,96	3,45	0,069
Tin (ossido)	about 500nm	0,76	2,72	0,0544857
Boron		1,18E-05	4,23E-05	8,46E-07
Silicon	about400nm	0,26	0,92	0,0184
Phosphorus		1,21E-07	4,33E-07	8,66E-09
Aluminium	< 600 nm	0,452	1,62	0,032
Aluminium Strips	0,05 mm	0,988	3,54	0,07
Acryl Resin	0,15 mm	19	68	1,63
Hot melt glue		0,8	2,87	0,057
Cable		40	143	2,86
Polyol		285	1021	20,3
MDI		215	770	15,4
Total		4046	14497	290

Figura 15 - Composizione di un tipico modulo al Si-a con cornice in poliuretano
Fonte: Sander et al., 2007

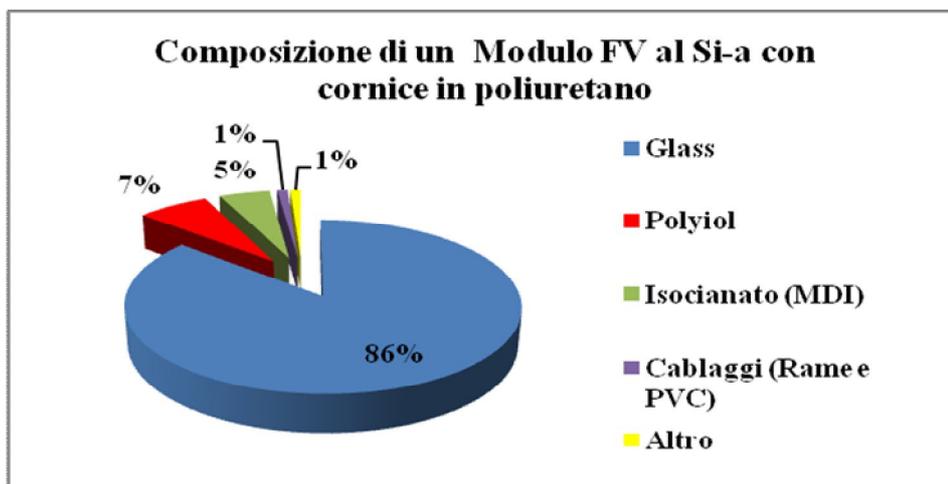


Figura 16 - Fonte: Sander et al., 2007

Infine nella tabella di figura 17 viene descritta la composizione media di un tipico modulo al tellururo di cadmio delle dimensioni di (120 x 60) cm² ipotizzato privo di cornice (frameless).

Come si può osservare dal grafico sottostante (si veda figura 18), il principale materiale che incide maggiormente (più del 96%) sul peso totale del modulo è ancora il vetro, utilizzato sia per la copertura esterna anteriore che per la chiusura posteriore. Per quanto riguarda invece i materiali incapsulanti (3,2%), i produttori utilizzano sostanzialmente lo stesso range di materiali impiegati nel settore dei moduli al silicio cristallino, quali ad esempio alcuni fluoropolimeri (ETFE, PVF e PVDF), PET, EVA e in alcuni casi anche fogli di alluminio. La frazione residua, comprendente i materiali fotoattivi e gli altri metalli in generale, conta meno dell'1%: tellurio (0,07%), cadmio (0,07%), alluminio (<0,01%), rame (0,37%), piombo (0,01%), argento (<0,01%) e stagno (<0,01%).

Materiale	Spessore	Peso per modulo	Peso per superficie	Peso per Output
		g	g/m ²	g/W _p
Substrate Glass	3 mm	5400	7500	71
TCO-SnO ₂	<1 μm	4,968	6,9	0,07
CdS	<0,1 μm	0,34776	0,483	0,005
CdTe	7 μm	12,96	18	0,17
Back Contact Metal	1 μm	1,944	2,7	0,03
EVA	0,5 μm	360	500	4,8
Front Glass	3 mm	5400	7500	71
CuSn band		4,9968	6,94	0,07
Junction Box		15,624	21,7	0,2
Cable		41,616	57,8	0,6
Frame		2160	3000	28,8
Total		13402,8	18615	178,704

Figura 17 - Composizione di un tipico modulo al CdTe (120 cm x 60 cm)
Fonte: Sander et al., 2007

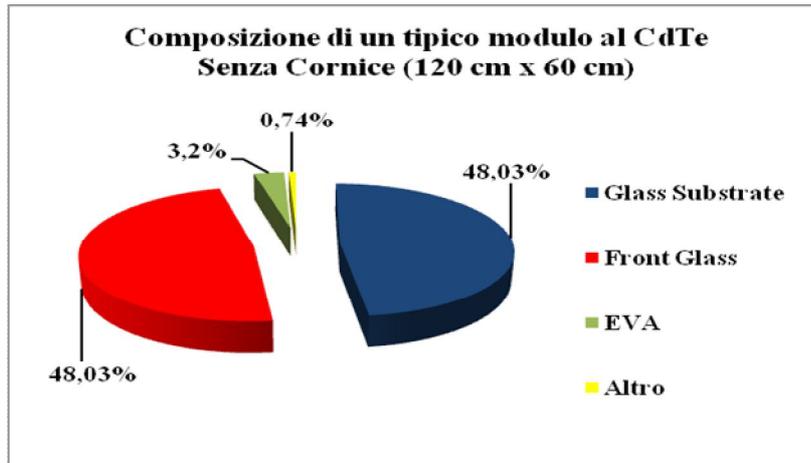


Figura 18 - Fonte: Sander et al., 2007

2.5.3 Alcune considerazioni sul riciclaggio dei materiali dei moduli fotovoltaici

Dalle analisi precedentemente effettuate emerge che i moduli fotovoltaici, pur contenendo molti materiali fra loro differenti, presentano una composizione piuttosto omogenea, visto che la percentuale maggiore del loro peso è in genere imputabile ad un ridotto numero di materiali, fra i quali il vetro è sempre presente.

Inoltre la presenza di varie tecnologie e di molteplici produttori sul mercato si traduce spesso nell'impiego di materiali diversi anche per assolvere alle stesse funzioni, allo scopo di differenziare il più possibile i propri prodotti e di renderli adatti alle più svariate applicazioni.

Per quanto riguarda ad esempio l'incapsulante, al posto dell'EVA è possibile trovare dei fluoropolimeri quali il PVF o il PVDF, anche se si tratta di soluzioni meno comuni rispetto al vinil acetato di etilene. Altri materiali "meno utilizzati" ma che comunque possono svolgere la funzione di incapsulante sono il PVB, il poliuretano, il PET (polietilene tereftalato) e il PE (polietilene).

La copertura posteriore, nei moduli cristallini, può essere realizzata in vetro, in PVF (tedlar) oppure costituita da un laminato formato da più strati sovrapposti (PVF-PET-PVF).

Nel caso dei moduli a film sottile inoltre, il substrato di supporto (carrier layer) può essere fatto di vetro soda-lime (cioè vetro comune, “window glass” o vetro float), di vetro borosilicato, di acciaio inossidabile oppure di materiali polimerici.

Ovviamente tale eterogeneità riscontrata nei materiali impiegati influenzerà il comportamento futuro dei moduli nella fase di «end of life» e in particolare durante il riciclaggio, causando delle complicazioni. Ad esempio il vetro borosilicato dovrà essere separato dal convenzionale vetro soda-lime. Inoltre sempre facendo riferimento ai moduli thin film, si è visto chiaramente che il contenuto complessivo di metalli, compresi quelli che formano il film semiconduttore, non arriva all'1%, di conseguenza il loro recupero, oltre a non essere semplice, non è detto nemmeno che sia profittevole economicamente, proprio a causa delle ridotte concentrazioni di tali materiali. Va aggiunto comunque che, poiché l'indio e il tellurio sono molto rari e non estraibili direttamente, come si vedrà nei prossimi capitoli, un possibile aumento del loro prezzo, potrebbe fornire in futuro un incentivo economico al riciclaggio. Per di più nel caso specifico dei moduli al tellururo di cadmio, il recupero e il riciclaggio del cadmio, materiale altamente tossico, al fine di reimpiegarlo nella produzione di nuovi moduli potrebbe porre fine alle discussioni sul pericolo ambientale derivante dalla smaltimento in discarica di tali dispositivi.

Per quanto riguarda invece i moduli cristallini, che sono molto più diffusi in termini di quota di mercato, i principali materiali convenzionalmente impiegati sono il vetro, l'EVA, l'alluminio (quello della cornice) e il PVF (backing film). Essi costituiscono in genere oltre il 90% del peso complessivo di un tipico modulo.

La maggior parte di queste sostanze presenti nei moduli a fine vita utile, come ad esempio il vetro e l'alluminio, può essere recuperata

e riusata sia all'interno di nuovi moduli fotovoltaici che di altri prodotti.

Solo i materiali plastici, come l'EVA e il foglio di tedlar sul retro, costituiscono la parte non riutilizzabile che può essere smaltita in discarica o tramite recupero di energia.

Il vetro ad esempio è riutilizzabile al 90% per via di possibili crepe e rotture mentre le parti rotte potrebbero essere riciclate nelle fonderie che utilizzano la silice per i propri processi di fusione oppure nell'industria del vetro.

I telai d'alluminio possono essere riutilizzati tali e quali o comunque riciclati nell'industria dell'alluminio come già avviene per questo materiale. Gli altri metalli quali l'argento e l'alluminio dei contatti, e il rame dei cablaggi possono entrare nel circuito delle materie seconde.

Anche le celle FV in silicio, se recuperate intatte, possono essere riusate per produrre dei nuovi moduli FV riciclati, con un notevole risparmio in termini di consumo energetico e di materia prima (silicio).

In questo modo quindi si passa dal concetto di rifiuto a quello di materia prima secondaria (m.p.s.) che può essere reintrodotta in un nuovo ciclo produttivo (riciclaggio), conseguendo così dei vantaggi sia in termini di salvaguardia delle risorse naturali della Terra, che di riduzione del consumo energetico.

Un problema che però ostacola il riciclaggio dei moduli fotovoltaici è rappresentato dal fatto che una volta che è stato ottenuto il laminato, i vari strati aderiscono gli uni agli altri e pertanto sono difficili da separare. Ciò impedisce di recuperare in maniera agevole i preziosi componenti del dispositivo come ad esempio le celle in silicio. A tal proposito sono state condotte numerose ricerche al fine di individuare soluzioni progettuali volte a rendere i moduli più facili da disassemblare e quindi da riciclare, anche se non si tratta di una sfida semplice. Un design più funzionale allo smontaggio potrebbe comunque migliorare la capacità di riparazione del modulo stesso permettendo la sostituzione all'interno del laminato delle

singole celle, nel caso in cui alcune di esse si fossero guastate. Ne conseguirebbe un allungamento della vita utile del dispositivo che consentirebbe di prevenire la formazione dei rifiuti.

Infine è importante sottolineare, come si vedrà meglio più avanti nel corso di questo elaborato, che alcuni moduli contengono certe sostanze tossiche, che ovviamente contribuiscono a complicare notevolmente il processo di riciclaggio e a renderlo più costoso.

3.IL MERCATO DEL FOTOVOLTAICO:

il problema dell'accumulo dei moduli a fine vita

In questo capitolo verrà approfondito ed analizzato lo sviluppo del settore fotovoltaico e le sue ripercussioni ambientali in termini di generazione di rifiuti derivanti sia dai moduli giunti al termine della propria vita utile che di quelli danneggiati o non conformi alle specifiche tecniche.

Il mercato del fotovoltaico ha sperimentato, infatti, negli ultimi anni una fortissima crescita che ha fatto di tale energia la fonte rinnovabile a più rapida diffusione in Europa: i 4,5 GW_p installati durante il 2008 hanno rappresentato il 19% di tutta la potenza elettrica installata durante l'anno nel continente europeo.

Verranno pertanto introdotti alcuni indicatori in grado di rappresentare da un punto di vista quantitativo l'entità di tale sviluppo, sia a livello europeo che mondiale, quali ad esempio la **potenza fotovoltaica cumulativa installata** e la **potenza fotovoltaica annuale installata** (“nuovo” installato o “nuova” potenza installata), entrambe espresse in **Watt di Picco**. Dai dati analizzati emerge che l'Europa guida il mercato mondiale mentre la Germania rappresenta il paese leader nel mondo sia in termini di installato annuale (2009) che di potenza cumulata.

Inoltre, secondo uno studio condotto dall'EPIA, l'Associazione Europea dell'Industria Fotovoltaica, intitolato “Set For 2020”, l'energia fotovoltaica potrebbe giocare un ruolo molto importante, nel raggiungere, entro il 2020, gli obiettivi di sostenibilità energetica che l'Unione Europea si è posta, arrivando a soddisfare ben il 12% del fabbisogno elettrico europeo, contro il quasi 1% di oggi, se si verificherà un cambiamento radicale a livello normativo, tecnico e strutturale nel quadro di riferimento.

Attualmente, infatti, lo sviluppo del settore fotovoltaico è fortemente influenzato dai meccanismi di supporto (ad esempio le

tariffe feed-in) introdotti dalle varie leggi nazionali, sulla base delle linee guida sviluppate dall'Unione Europea (Direttiva 2009/28/CE o direttiva RES). Pertanto finché la “grid-parity” (condizione caratterizzata dalla coincidenza del costo del kWh fotovoltaico con il costo del kWh prodotto da fonti convenzionali per tutte le categorie di utenti e le fasce orarie) non sarà raggiunta, gli incentivi forniti dai vari governi nazionali giocheranno un ruolo decisivo nel promuovere una rapida crescita del mercato fotovoltaico, come del resto è accaduto nell'ultimo decennio.

L'EPIA prevede di raggiungere questa “grid-parity” entro la fine del 2010, nei paesi dell'Europa del Sud, caratterizzati da un maggior grado di irraggiamento solare, ed entro il 2020 nella maggior parte dei paesi europei, rendendo di conseguenza i sistemi di incentivazione a sostegno dell'industria fotovoltaica non più necessari.

Verranno inoltre analizzate, in questo capitolo, le dinamiche di crescita delle singole tecnologie in termini di quote di mercato. Infatti il problema, all'interno della filiera, del collo di bottiglia costituito dalla produzione del silicio cristallino ha offerto una grande opportunità all'industria fotovoltaica del “film sottile” che ha avuto di conseguenza uno sviluppo non trascurabile negli ultimi anni. Così le quote di mercato delle tecnologie basate sui “film sottili” sono andate progressivamente aumentando, anche se tuttora la tecnologia predominante rimane quella basata sull'utilizzo del silicio cristallino.

Sempre all'interno del capitolo, saranno riportate alcune previsioni effettuate dall'EPIA, secondo le quali anche nei prossimi anni, il mercato fotovoltaico (silicio cristallino e thin film) continuerà a crescere in maniera significativa.

Se da un lato questa futura crescita rappresenta un fattore positivo molto importante, poiché consentirà di ridurre i problemi di inquinamento e di impatto ambientale imputabili alla produzione di energia da fonti fossili, si pone tuttavia il problema della gestione dei rifiuti generati dai prodotti fotovoltaici giunti al termine della

loro vita utile, che è strettamente correlato con lo sviluppo del mercato fotovoltaico stesso. È importante, quindi, iniziare ad affrontare tale questione sin da ora, anche se l'ammontare di rifiuti derivanti da sistemi fotovoltaici è attualmente considerato trascurabile, per evitare di farsi trovare impreparati quando fra qualche anno, l'entità di tali rifiuti incomincerà ad essere sempre più significativa.

3.1 La crescita del mercato fotovoltaico

Nonostante la crisi economica internazionale, il mercato fotovoltaico ha fatto segnare anche nel 2009 indicatori in risalita nella produzione, nelle installazioni e nelle vendite. Infatti, da un'indagine dell'EPIA, l'Associazione Europea dell'Industria fotovoltaica, è emerso che, nel 2009, il mercato dal lato della domanda (demand side), in termini di potenza annua installata, ha continuato a crescere con una percentuale del 15% rispetto al 2008. In questo modo la potenza totale cumulativa installata nel Mondo è aumentata del 46%, raggiungendo quota 22,9 GW_p. Tale incremento a livello mondiale, sebbene molto inferiore a quello che si è verificato nel 2008, è dovuto principalmente al mercato tedesco che è quasi raddoppiato nell'arco di un anno, passando dai 2 GW_p installati nel 2008, a circa 3,8 GW_p installati nel 2009, rappresentando da solo più del 52% del mercato fotovoltaico mondiale (in termini di installazioni annue). La Germania pertanto si è attestata nel 2009 come paese leader del mercato fotovoltaico europeo e mondiale, non solo in termini di potenza cumulativa installata ma anche per potenza annua installata durante il 2009, nonostante i tagli effettuati alle tariffe incentivanti (si veda figura 1). Al secondo posto nel mondo, per installazioni annuali (nel 2009), troviamo l'Italia con 730 MW_p seguita dal Giappone con 484 MW_p. Sempre con riferimento al totale delle installazioni effettuate nel

2009, si osserva che i paesi europei coprono il 78% delle installazioni mondiali (domanda globale), corrispondente ad una potenza di 5,62 GW_p. Si consideri che Germania, Italia e Repubblica Ceca, da sole, hanno realizzato, sempre nello stesso anno, installazioni per un valore di 4,94 GW_p, corrispondente cioè al 68,6% dell'installato mondiale.

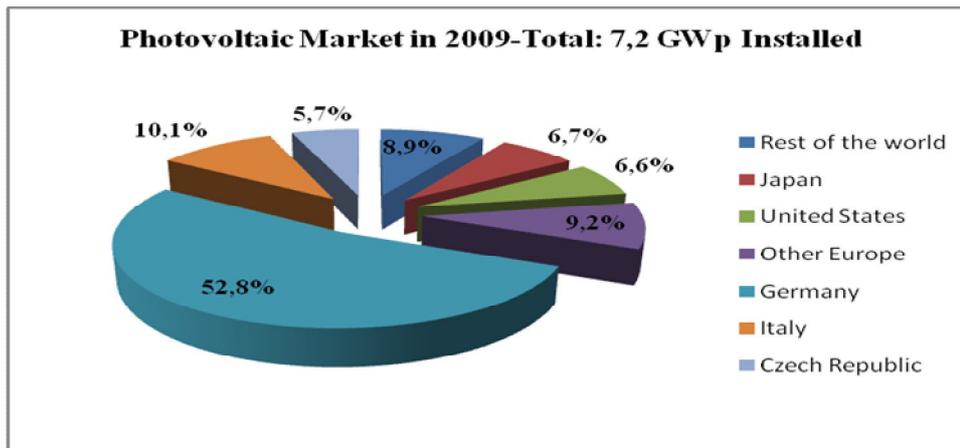


Figura 1 - Fonte: EPIA, 2010

Al di fuori dell'Europa, il Giappone e gli USA, grazie al sostegno di politiche favorevoli, hanno assunto il ruolo di paesi leader in termini di installazioni effettuate nel 2009, mentre i mercati di Cina e India sono attesi svilupparsi fortemente nei prossimi cinque anni.

Va detto inoltre che, con il 2009, si è chiuso il decennio più rilevante per il fotovoltaico a livello mondiale, con i più alti tassi di crescita annuali della sua storia poco più che trentennale. È stata soprattutto la decade che ha visto il fotovoltaico affermarsi come un vero e proprio mercato. Solo dal 2000, l'anno della prima tariffa incentivante fissa (in Germania), si sono registrati dei numeri veramente significativi. Infatti, se a fine 2009 si può stimare in oltre 22 GW_p la potenza totale cumulata installata nel mondo, il 95% di questa (21,7 GW_p) va ascritta soltanto all'ultima decade, di cui la maggior parte risulta connessa alle reti elettriche (grid-connected) [Berlen, 2010]. In figura 2 si evidenzia la rapida crescita del settore fotovoltaico, in termini di capacità fotovoltaica cumulativa installata (MW_p), che si è verificata nell'Unione Europea e nel Mondo dal 2000 al 2009.

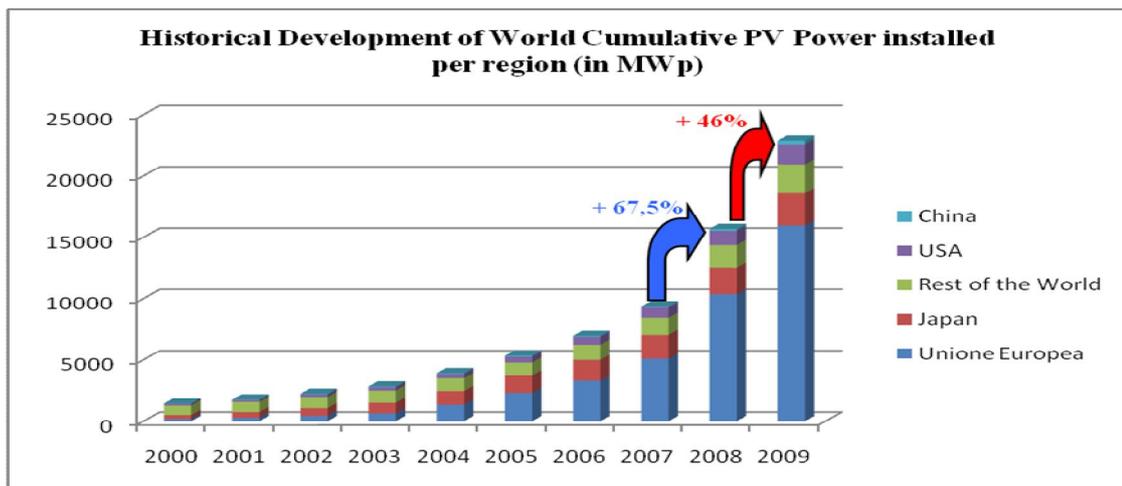


Figura 2 - Fonte: EPIA, 2010

Analizzando i dati, a livello di potenza cumulativa installata, si osserva che l'Unione Europea rappresenta alla fine del 2009 circa il 70% del mercato mondiale con quasi 16 GW_p installati. Sempre parlando in termini cumulativi, all'interno dell'EU, la Germania copre il 61% del mercato europeo ponendosi, come era facile aspettarsi, come paese "leader" seguito da Spagna e Italia (si veda figura 3) che ne rappresentano i "followers".

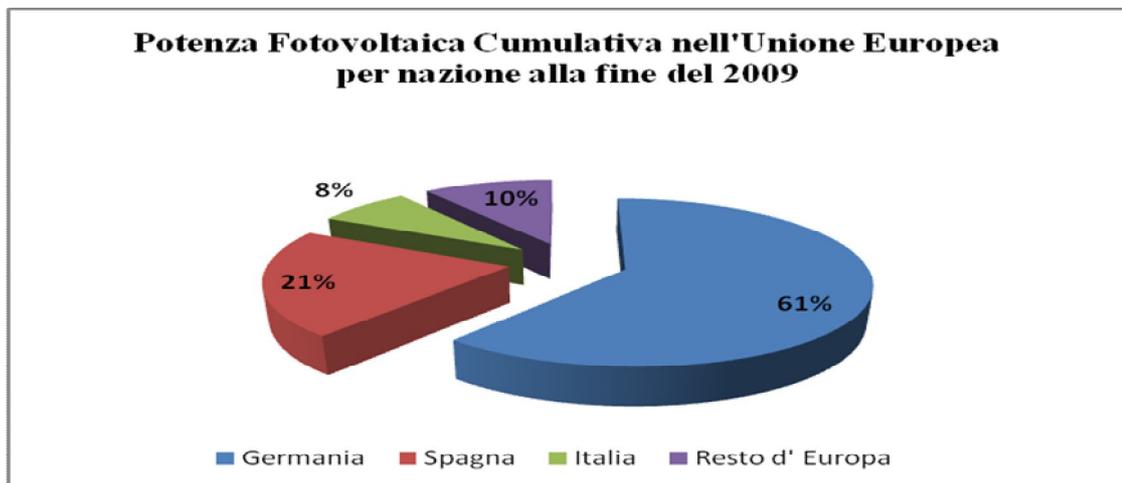


Figura 3 - Ripartizione della Potenza Fotovoltaica Cumulativa nella UE alla fine del 2009 (16 GW_p)
Fonte: EPIA, 2010

Nel grafico di figura 2, si osserva che l'anno più prolifico per il mercato del fotovoltaico, in termini di aumento dell'installato annuale, è stato il 2008: l'annuale capacità fotovoltaica installata nel Mondo è più che raddoppiata nel 2008 (+ 160%), passando da 2,43 a 6,3 GW_p [EPIA, 2010].

Nel 2008, l'Unione Europea ha più che raddoppiato il suo livello annuale di installazioni, rispetto al 2007 che, secondo l'EPIA, è salito da 1,8 a 5,3 GW_p con un incremento del + 191% (si veda figura 4).

Capacità fotovoltaica installata nell' UE durante il 2007, 2008 e 2009 (In MWp)						
	2007		2008		2009	
Paesi		Δ%		Δ%		Δ%
Spagna	560	+825,6%	2605	+365,2%	69	-97,4%
Germania	1107	+16,2%	2002	+80,8%	3800	+89,8%
Italia	70	+460,0%	338	+382,9%	730	+116,0%
Totale UE	1806	+84,5%	5252	+190,8%	5618	+7,0%
Globale	2431	+51,4%	6317	+159,9%	7216	+14,2%

Figura 4 - Fonte: EPIA, 2010

Questa capacità addizionale si è tradotta, come si può notare in figura 5, in una crescita fino a 10,3 GW_p (potenza cumulativa installata), oltre il doppio del 2007 (+103,2%).

Capacità fotovoltaica cumulata installata nell' UE alla fine del 2007, 2008 e 2009 (In MWp)						
	Fine 2007		Fine 2008		Fine 2009	
Paesi		Δ%		Δ%		Δ%
Spagna	678,2	+473,8%	3283,2	+384,1%	3352,2	+2,1%
Germania	3970	+38,7%	5972	+50,4%	9772	+63,6%
Italia	120	+140,0%	458	+281,7%	1188	+159,4%
Totale UE	5088	+55,0%	10340	+103,2%	15958	+54,3%
Globale	9360	+35,1%	15677	+67,5%	22893	+46,0%

Figura 5 - Fonte: EPIA, 2010

Sempre nel 2008, la boccata di ossigeno derivante dal solo mercato spagnolo (si veda il grafico di figura 6) ha dato una netta accelerata al mercato europeo, mentre la costante crescita del mercato tedesco e, in misura minore, la crescita della capacità riportata nei mercati di Italia, Repubblica Ceca, Portogallo, Belgio e Francia hanno contribuito a questa notevole performance.

Dal grafico di figura 6 si osserva la crescita vertiginosa del mercato spagnolo che si è verificata nel 2008, mentre nel 2009 il nuovo installato è risultato essere trascurabile rispetto al totale delle nuove installazioni effettuate nel medesimo anno.

Le cause di tale fenomeno vanno ricercate nella riduzione della tariffa feed-in per l'energia fotovoltaica, a partire dalla fine di settembre 2008, che ha determinato così una corsa alle installazioni.

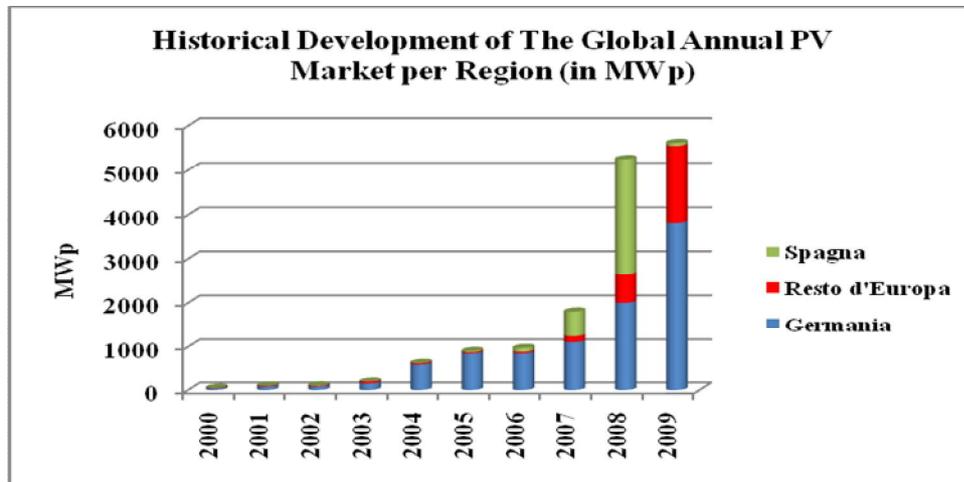


Figura 6 - Fonte: EPIA, 2010

Per quanto riguarda invece l'anno 2010, secondo le previsioni dell'EPIA, le nuove installazioni a livello mondiale saranno comprese tra 8,2 e 12,7 GW_p: si prospetta pertanto un'ulteriore crescita del mercato.

3.2 Previsioni di mercato fino al 2014: *l'importanza dei meccanismi di supporto e delle politiche nazionali*

Attualmente lo sviluppo del mercato fotovoltaico è, per lo più, influenzato dalla struttura politica dei diversi paesi, attraverso i meccanismi di supporto previsti dalle varie leggi nazionali. L'introduzione, la modifica o l'indebolimento di tali forme di sostegno hanno delle profonde conseguenze sui mercati fotovoltaici nazionali e sulle rispettive industrie.

L'EPIA, sulla base dei numerosi dati raccolti presso le imprese più rappresentative dell'intera filiera fotovoltaica, ha derivato due probabili scenari riguardanti i possibili futuri sviluppi dell'industria e del mercato fotovoltaico:

- Lo scenario “**Moderato**”: questo scenario è basato sull’assunzione di un comportamento di mercato di tipo “business-as-usual”, cioè senza ulteriori rafforzamenti dei meccanismi di supporto esistenti, ma tenendo conto semplicemente di un ragionevole “inseguimento” delle tariffe “feed-in” in modo da risultare allineate con i prezzi di mercato (€kW_p). Nell’ipotesi di scenario moderato pertanto, si suppone che permangano le attuali condizioni.
- Lo scenario “**Policy-Driven**”: in questo scenario, l’EPIA si aspetta, oltre all’adeguamento e all’introduzione dei meccanismi di supporto (tariffe feed-in) in un gran numero di paesi, una forte convinzione a livello politico nel considerare il fotovoltaico la principale fonte energetica dei prossimi anni. Ciò dovrà essere accompagnato ovviamente dalla rimozione delle non necessarie barriere amministrative e da un forte snellimento delle procedure di connessione alla rete degli impianti fotovoltaici.

Sotto lo scenario “moderato”, il mercato Europeo potrebbe crescere fino a 6 GW_p nel 2010 (nuove installazioni) e ristagnare nei successivi due anni, a seconda dell’evoluzione del mercato Cecoslovacco, per poi riprendere a crescere nel 2013.

Secondo lo scenario “policy-driven”, invece, si potrebbero effettuare nell’Unione Europea installazioni per un valore di $8,7 \text{ GW}_p$ nel 2010 e oltre $13,5 \text{ GW}_p$ nel 2014.

Per quanto riguarda il mercato fotovoltaico mondiale, si prevede, per il 2010, sotto lo scenario moderato, che il nuovo installato raggiungerà il valore di $8,2 \text{ GW}_p$ mentre, sotto lo scenario “policy-driven” potrebbe arrivare a $12,7 \text{ GW}_p$. Si prospetta inoltre per il 2014, sempre secondo le previsioni dell’EPIA, che il mercato mondiale raggiungerà i $13,7 \text{ GW}_p$ nell’ipotesi di scenario moderato, oppure i 30 GW_p nell’ipotesi di scenario “policy driven”. Ciò significa, nel primo caso, un CAGR (Compound Annual Growth Rate) del 14% nel periodo 2009-2014, mentre nel secondo caso il

CAGR riferito al medesimo arco temporale sarà del 33%. La notevole differenza fra i due scenari sottolinea l'importante ruolo ricoperto dalle politiche locali, nazionali e internazionali nel promuovere lo sviluppo del mercato e dei sistemi fotovoltaici.

Ciascun paese infatti può adottare, attraverso le proprie leggi, una più o meno vasta combinazione di provvedimenti, i così detti meccanismi incentivanti, volti ad incentivare gli investitori [IEA, 2007]. Tra questi, i più popolari sono sicuramente rappresentati dalle tariffe "feed-in" che sono parte integrante del "**Conto energia**": il nome comune assunto dal programma europeo di incentivazione, in conto esercizio, della produzione di energia da fonte solare, mediante impianti fotovoltaici permanentemente connessi alla rete elettrica. Il conto energia va distinto pertanto dai finanziamenti a fondo perduto con i quali sono stati incentivati i primi impianti fotovoltaici, i quali consistevano nell'erogazione di un contributo all'investimento iniziale. Infatti l'incentivo previsto dal conto energia, nella forma di tariffa feed-in, riguarda l'energia prodotta dall'impianto nell'arco di un anno. Gli impianti interessati al programma sono esclusivamente quelli connessi alla rete elettrica di distribuzione, i quali sono dotati di appositi contatori che indicano non solo l'energia consumata ma anche quella prodotta.

Un'altra tipologia di incentivi sono i "**sussidi in conto capitale**", che possono aiutare a superare le elevate barriere rappresentate dai notevoli investimenti iniziali necessari: questi, a differenza dei precedenti, possono essere impiegati per promuovere i mercati di entrambe le applicazioni on-grid e off-grid.

Infine fanno parte sempre dei meccanismi di sostegno, i così detti **crediti d'imposta** che possono essere detratti dalle tasse.

Un esempio dell'importanza assunta da tali forme di incentivi è fornito sicuramente dall'esperienza spagnola. La Spagna infatti è stata nel 2008 leader mondiale in termini di nuove installazioni; nel 2009 però il mercato spagnolo ha subito una brusca frenata con un conseguente valore del nuovo installato molto basso. La spiegazione di un tale fenomeno può essere trovata, oltre che nella crisi

internazionale, anche nelle complesse procedure amministrative e ai significativi tagli da parte della politica spagnola sia alla potenza installabile che alle tariffe incentivanti.

La Germania invece, a differenza della Spagna, si contraddistingue per una crescita costante nel tempo del proprio mercato fotovoltaico riacquistando nel 2009 la posizione di leader mondiale dopo che l'aveva persa nel 2008. Un simile successo è il risultato di un'adeguata combinazione di più fattori: un buon piano di tariffe "feed in" da tempo collaudato, buone opportunità di finanziamento, una notevole disponibilità di imprese qualificate, l'esistenza di un know-how tecnico e scientifico, la presenza di un'adatta infrastruttura e la consapevolezza pubblica della validità della tecnologia.

Di seguito si riportano le previsioni di crescita del mercato fotovoltaico mondiale ed europeo fino al 2014, in termini di installazioni annuali e con riferimento ai due possibili scenari ipotizzati (si veda figura 7 e 8).

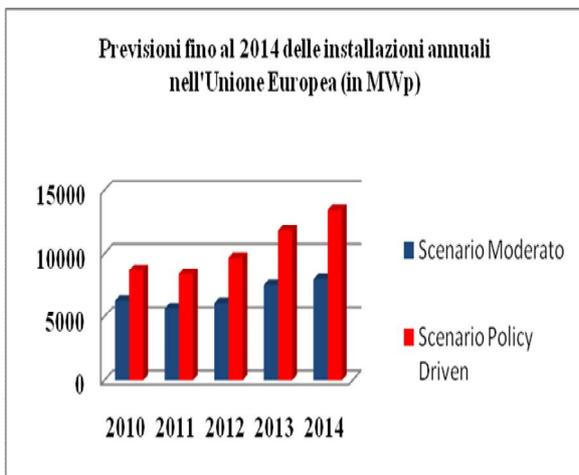


Figura 7 - Fonte: EPIA, 2010

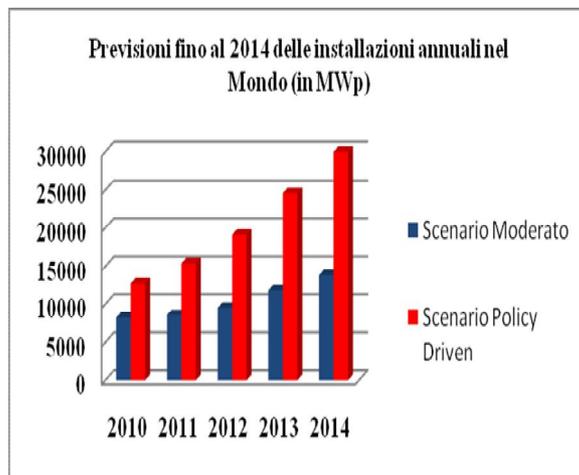


Figura 8 - Fonte: EPIA, 2010

3.3 “Set for 2020” Study

Il fotovoltaico è pronto per divenire una significativa e competitiva fonte di energia nell’ambito del mercato elettrico europeo: questa è la conclusione a cui è giunto uno studio condotto dall’EPIA, intitolato “Set for 2020”.

Il contesto nel quale tale studio si colloca è rappresentato dall’adozione da parte dell’Unione Europea di una politica climatica ed energetica integrata (Pacchetto Clima-Energia), finalizzata a raggiungere in ambito europeo entro il 2020 tre obiettivi quantitativi molto ambiziosi:

- riduzione delle emissioni di gas serra del 20% rispetto ai livelli del 1990;
- aumento della quota di energia da fonti rinnovabili fino a costituire il 20% del consumo totale di energia;
- riduzione del 20% del consumo complessivo di energia.

I così detti obiettivi del “20/20/20” rientrano quindi nell’ambito di una più vasta politica europea finalizzata a promuovere la sostenibilità ambientale e a combattere il cambiamento climatico; ad aumentare la sicurezza della fornitura di energia, troppo dipendente dalle fonti fossili; e a supportare la competitività economica dell’Unione Europea stessa.

Dallo studio condotto dall’EPIA emerge che una significativa crescita della quota del fotovoltaico all’interno del mercato europeo dell’elettricità potrebbe supportare il raggiungimento degli obiettivi sopra menzionati.

La finalità di tale indagine è quella di dimostrare all’Unione Europea l’importante ruolo che l’energia fotovoltaica può giocare nel raggiungere i suoi obiettivi di sostenibilità energetica. Sulla base delle analisi effettuate, l’EPIA prevede tre possibili scenari di crescita del mercato fotovoltaico, a seconda del verificarsi di certe condizioni politico-economiche [EPIA e A.T. Kerney, 2009]:

- 1 scenario “**baseline**”: se permarranno le attuali condizioni, l’energia fotovoltaica potrebbe soddisfare entro il 2020 il 4% della domanda di elettricità dell’Unione Europea. Questo livello di penetrazione non richiede cambiamenti nel sistema elettrico attuale ma è necessario un più ampio sostegno politico in Europa e un impegno da parte dell’intera industria fotovoltaica nel marketing e nella riduzione dei costi;
- 2 scenario “**crescita accelerata**”: si prevede in questo caso, per l’energia fotovoltaica, un livello di penetrazione del 6%, che richiede oltre ai requisiti dello scenario precedente, dei minimi cambiamenti al sistema elettrico esistente, una filiera di produzione e distribuzione ottimizzata, una maggiore cooperazione con le utilities e una trainante offerta di prodotti e servizi;
- 3 scenario “**Paradigm Shift**”: secondo questa ipotesi, l’energia fotovoltaica potrebbe soddisfare entro il 2020 il 12% del fabbisogno elettrico europeo. In queste condizioni si potrebbe evitare ogni anno l’emissione di oltre 220 milioni di tonnellate equivalenti di CO₂. Si tratta ovviamente di un obiettivo molto più ambizioso rispetto ai primi due, raggiungibile solo con un impegno sia dell’Unione Europea che dei singoli governi nazionali nel creare intorno un ambiente favorevole in termini finanziari e normativi. L’impegno è richiesto anche alla stessa industria del fotovoltaico chiamata a migliorare la filiera tecnologica e commerciale e ad investire nella ricerca necessaria a rendere competitiva l’energia fotovoltaica con le tradizionali fonti energetiche. Inoltre si rende necessaria una vasta implementazione dei meccanismi di stoccaggio dell’energia e l’utilizzo di innovative “smart grid”.

L’EPIA ha poi comparato le previsioni relative alla crescita del mercato fotovoltaico fino al 2014 con questi tre scenari dello studio “Set for 2020” arrivando alle seguenti conclusioni:

- lo scenario di crescita “Moderato” potrebbe fallire l’obiettivo dello scenario “Baseline” (4%). Tuttavia la differenza necessaria a colmare il gap è limitata e alcuni piccoli cambiamenti nelle politiche adottate potrebbero facilmente consentire di raggiungere il target dello scenario baseline nel 2020;
- lo scenario di crescita “Policy Driven” potrebbe superare il target dello scenario “Crescita accelerata” (6%) ma risulterebbe comunque lontano dall’obiettivo del 12% (scenario “Paradigm Shift”).

Il perseguimento dello scenario “Paradigm Shift” necessita quindi di una notevole spinta verso un più forte impegno da parte della politica e del settore dell’energia in generale. Lo sviluppo di nuovi mercati e il rafforzamento di quelli esistenti sarà necessario per seguire il cammino verso l’obiettivo di penetrazione del 12%.

In particolare risulta fondamentale un forte supporto politico nei confronti dell’industria del fotovoltaico durante questa fase “pre-competitiva”, cioè durante i pochi anni che ci separano dal raggiungimento della così detta “grid-parity” nelle varie aree geografiche e nei diversi segmenti di mercato.

Secondo l’EPIA infatti, in virtù del notevole contributo che il fotovoltaico potrà fornire al raggiungimento degli obiettivi del 20/20/20, l’Unione Europea e quindi anche gli stati membri dovrebbero continuare ad incentivare la diffusione di tale tecnologia, almeno fino a quando non sarà in grado di competere con le fonti di energia tradizionali. Si ritiene plausibile difatti che una volta raggiunta la “grid-parity”, il fotovoltaico potrà aumentare la propria penetrazione anche senza l’ausilio degli incentivi.

In sintesi quindi lo studio condotto dall’EPIA sostiene che l’energia fotovoltaica potrebbe soddisfare nel 2020 tra il 4 e il 6% del fabbisogno elettrico europeo se dovessero permanere le condizioni attuali, mentre assumendo condizioni più favorevoli, dettate dalle politiche europee, dagli enti regolatori e dal settore dell’energia in

generale, potrebbe soddisfare sempre entro il 2020 il 12% della domanda di elettricità dell'Unione Europea, contro una situazione attuale di poco inferiore all'1%. Pertanto tutto ciò sembra confermare che in ogni caso il mercato del fotovoltaico continuerà a crescere in maniera significativa anche nei prossimi anni.

3.4 Lo sviluppo delle singole tecnologie

Analizzando le quote delle singole tecnologie, in termini di capacità produttiva e di penetrazione del mercato, si può affermare che la tecnologia predominante è sicuramente quella basata sul silicio cristallino, la quale risulta, di conseguenza, da diversi anni a questa parte ancora la più diffusa nelle installazioni.

Tuttavia è un fatto ben noto che il tasso di crescita della capacità produttiva mondiale dei moduli fotovoltaici a film sottile è piuttosto elevato. Secondo uno studio fatto dall'EPIA [EPIA, 2009], la quota di "thin film" rappresentava, nel 2005, meno del 5% della capacità produttiva globale, calcolata tenendo conto di tutte le tecnologie fotovoltaiche disponibili. Tale quota ha superato il 20% nel 2009 (oltre 4 GW_p di capacità produttiva) e si prevede che raggiungerà almeno il 25% entro il 2014.

Dal 2005 infatti, la fornitura di silicio cristallino ha rappresentato, all'interno della filiera del fotovoltaico, un notevole problema, costituendo un vero e proprio collo di bottiglia: la limitata disponibilità di tale materia prima ("shortage" del silicio cristallino) ha pertanto stimolato la nascita e lo sviluppo di numerose aziende che producono moduli fotovoltaici con tecnologia a film sottile. La produzione del silicio cristallino, infatti, richiede elevati livelli di investimento, per via della notevole quantità di energia assorbita dai processi produttivi, pertanto, soprattutto in passato, erano pochi gli attori in grado di operare negli stadi più a monte della filiera (che risultavano altamente concentrati) anche se in seguito sono

aumentati e si prevede che continueranno ad aumentare. La fabbricazione delle celle e dei moduli invece è caratterizzata da una maggiore flessibilità nell'adattarsi all'andamento della domanda del mercato finale e necessita di minori livelli di investimento, pertanto negli stadi più a valle della filiera (quelli relativi alla realizzazione delle celle e dei moduli) sono sempre stati presenti un più elevato numero di attori (minore concentrazione).

Ciò spiega anche il motivo per cui, soprattutto negli ultimi anni, i processi produttivi degli stadi a monte sono stati caratterizzati da livelli di saturazione molto più elevati rispetto agli stadi a valle. Con l'aumentare quindi della domanda di moduli, da parte del mercato finale, la produzione di silicio non è stata più sufficiente a soddisfare le richieste dei produttori di celle e moduli, fornendo di conseguenza uno stimolo alla nascita dell'industria del film sottile. Tutto questo fornisce una motivazione plausibile allo sviluppo delle quote dei "thin film", che si è verificato dal 2005 ad oggi (si veda figura 9), sia in termini di capacità produttiva che di penetrazione di mercato.

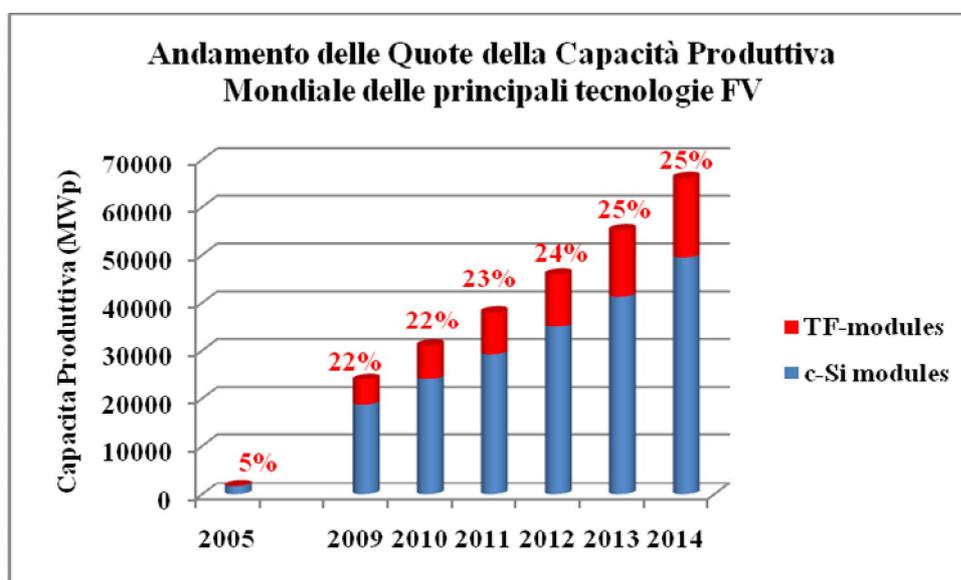


Figura 9 - Fonte: EPIA, 2010 (le tecnologie con quote di mercato < 0,5% non sono state rappresentate)

In un ottica di gestione «end of life» bisognerà quindi tenere conto anche di queste tecnologie, poiché, come già detto, le loro quote di mercato sono destinate a crescere in maniera considerevole nei prossimi anni.

Ciò vuol dire che se inizialmente il problema dello smaltimento dei moduli a fine vita utile riguarderà in maniera principale i moduli in silicio cristallino mentre in maniera marginale quelli a film sottile, in futuro l'entità dei rifiuti derivanti da quest'ultima tipologia risulterà sempre meno trascurabile.

In particolare ciò è confermato dal grafico sottostante (si veda figura 10), nel quale si osserva come le quote delle tre classi tecnologiche tenderanno a raggiungere nel 2030 una situazione di equilibrio. Inoltre i moduli a film sottile contenenti cadmio, ad esempio, potrebbero comportare dei seri problemi di impatto ambientale qualora venissero smaltiti in discarica come semplici rifiuti. È necessario quindi sviluppare sin da ora delle strategie di breve, medio e lungo periodo affinché l'energia solare sia sostenibile a tutti gli effetti, anche nell'ambito della produzione di rifiuti.

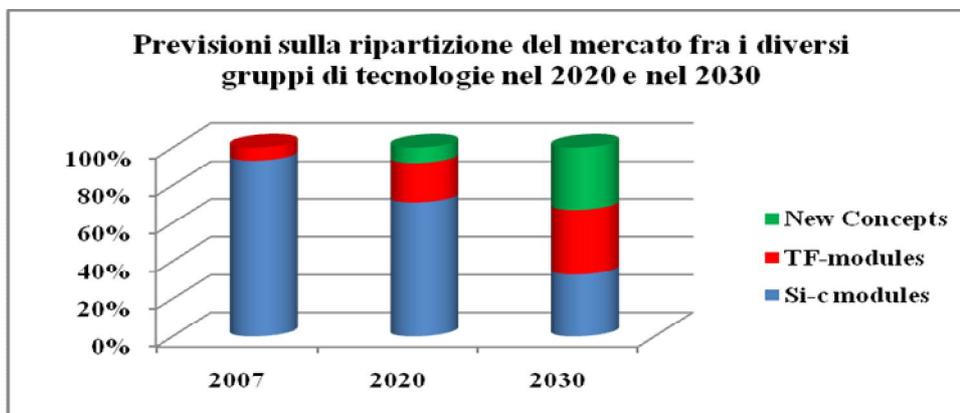


Figura 10 - Fonte: Sander et al., 2007

3.5 Previsioni sulla produzione di rifiuti da prodotti fotovoltaici

La generazione di rifiuti derivanti da “sistemi fotovoltaici” presenta una correlazione diretta con la crescita del mercato fotovoltaico. Sia i moduli giunti al termine della loro vita utile (end-of-life) così come i rifiuti di produzione generati dai processi di fabbricazione dei moduli necessitano di essere smaltiti (gestione «end of life»).

Tuttavia va detto che in seguito alla presenza di un elevato numero di elementi di incertezza, la quantificazione di cifre esatte sull'entità dei rifiuti prodotti risulta piuttosto complessa.

I principali fattori, che influenzano le quantità di rifiuti generati nel tempo e su cui si basano le previsioni effettuate, sono:

- L'entità delle installazioni annuali e le quantità di moduli prodotte (“nuova” potenza installata o semplicemente “nuovo installato”);
- Il peso per W_p ;
- La produzione di rifiuti nei vari stadi di produzione;
- La percentuale di guasti “prematuri” dovuti al danneggiamento durante il trasporto e l'installazione;
- Il tasso di guasto durante l'uso (difetti di fabbricazione);
- La durata della vita utile.

La vita utile dei moduli è potenzialmente infinita in quanto non vi sono parti meccaniche in movimento, però a causa del naturale degrado dei materiali, le loro prestazioni tendono a diminuire nel tempo. Pertanto dopo 25-30 anni circa di funzionamento, essi vengono dismessi nonostante siano ancora in grado di produrre energia. Per tali ragioni la vita utile di questi dispositivi è assunta pari a 25-30 anni, sulla base dei dati raccolti. Le principali cause di tale diminuzione delle performance sono da ricercare nella penetrazione di umidità, nella delaminazione dell'incapsulante e nell'ossidazione dei contatti elettrici.

I difetti di fabbricazione invece, se presenti, si riscontrano nei primi mesi di funzionamento. Essi sono molto rari ma costituiscono un altro piccolo contributo al numero di moduli che entrano nella fase di «end of life» e che necessitano quindi di essere smaltiti.

Come si può osservare, secondo le previsioni riportate in figura 11, la mole di rifiuti generata in Europa sarà molto bassa all'inizio e imputabile in maniera non trascurabile ai guasti che si verificano durante il trasporto e l'installazione dei moduli, ai difetti di fabbricazione e ai rifiuti di produzione. Si tratta per lo più quindi di

moduli che entrano nella fase di «end of life» prima del tempo previsto.

In futuro però queste tipologie di rifiuti saranno sempre meno rilevanti man mano che incominceranno ad aumentare le quantità di pannelli più datati da dismettere. In effetti la tecnologia fotovoltaica è ancora relativamente giovane e la durata media della vita utile dei moduli piuttosto elevata, pertanto il quantitativo dei moduli dismessi è attualmente trascurabile. In futuro però esso è destinato ad aumentare in maniera considerevole. Già nel 2015 ad esempio, si presume che si avranno le prime significative quantità di rifiuti da gestire. Difatti, poiché le prime grandi installazioni fotovoltaiche effettuate in Europa risalgono agli inizi degli anni 90, nel 2015 (25 anni dopo) la maggior parte di queste saranno giunte al termine della propria vita utile o comunque molto prossime al momento della dismissione.

Stime sulle quantità di rifiuti (in MWp e in Tonnellate)								
in MWp	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2020	2030
Germania	44,2	53,4	64,1	76,7	91,4	108,6	236	
Totale Europa	103,7	101,2	124,9	152,5	184,9	222,7	472	1770
in Tonnellate	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2020	2030
Germania	3312,7	4002	4808,5	5752,1	6856,1	8147,8	17698,5	
Totale Europa	7774,2	7591	9364,2	11438,9	13866,2	16706,2	35397	132750

Figura 11 - Fonte: Sander et al., 2007

Le previsioni sull'andamento delle quantità di rifiuti generati, rappresentato dalla tabella di figura 11, sono state calcolate tenendo conto delle osservazioni di mercato precedenti. Ciò che emerge è il fatto che la crescita quasi esponenziale dell'output installato negli anni passati, si "ripresenta", sebbene differita nel tempo, nell'andamento dei rifiuti prodotti (si veda figura 12).

I rifiuti generati in Germania nel 2008 contavano per l'80% del totale generato in Europa mentre si prevede (come si osserva dalla tabella precedente) che per il 2020 conteranno per circa il 50%. Si tratta comunque di una percentuale sempre molto elevata, anche se inferiore a quella del 2008: si capisce dunque il motivo per cui

l'iniziativa "PV Cycle" per il riciclaggio dei moduli sia nata proprio in Germania.

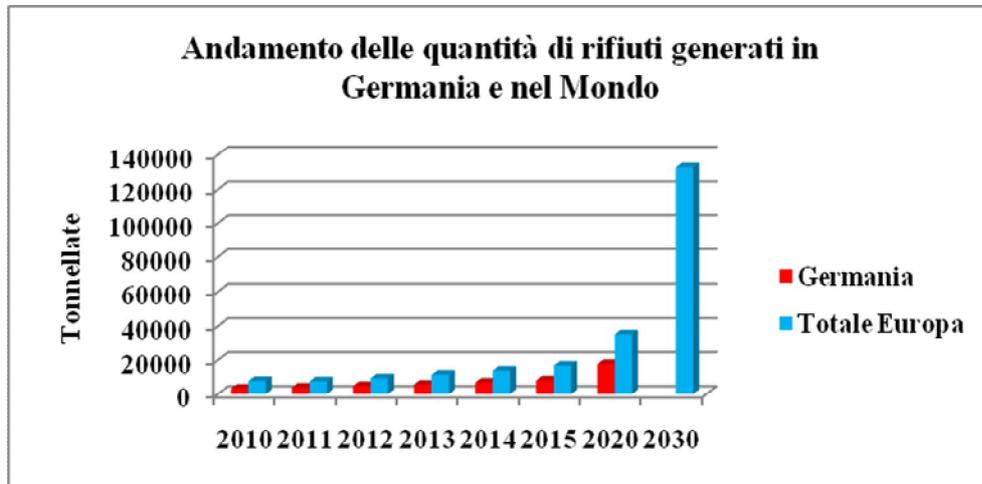


Figura 12 - Fonte: Sander et al., 2007

Va precisato comunque che nel grafico di figura 12 sono stati considerati soltanto i dati riferiti al continente Europeo in quanto esso, come già visto nei paragrafi precedenti, rappresenta la maggior parte del mercato fotovoltaico e sarà pertanto responsabile della maggior parte dei rifiuti prodotti.

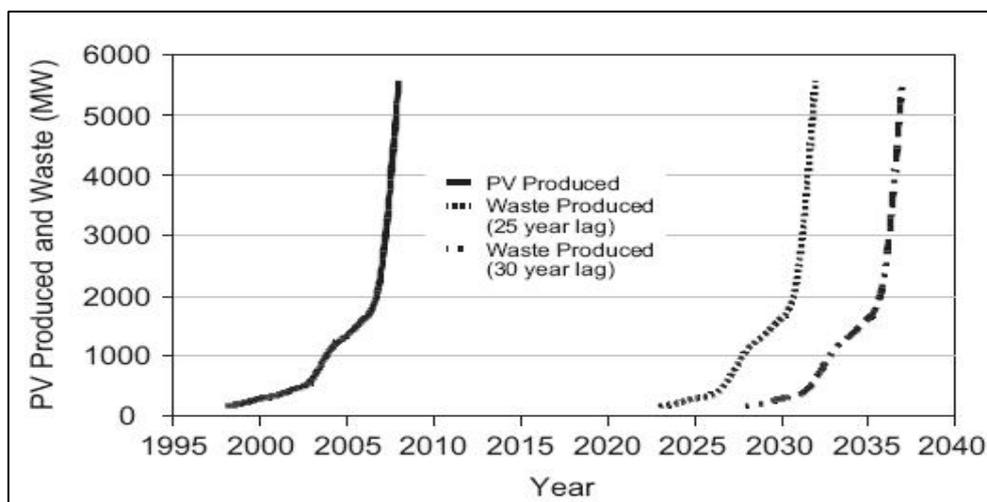


Figura 13 - Potenza installata annua a livello mondiale e rifiuti generati Fonte: McDonald e Pearce, 2010

Un altro aspetto molto interessante da evidenziare (si veda figura 13), che è stato brevemente accennato in precedenza, è il legame tra il forte sviluppo del mercato fotovoltaico, rappresentato dall'andamento nel tempo della potenza annuale installata a livello mondiale, e le quantità di rifiuti generate dai moduli giunti al

termine del proprio ciclo di vita. In figura 13 si osserva chiaramente che l'andamento della potenza installata e quello dei rifiuti generati sono identici, con la differenza che quest'ultimo è slittato in avanti di 25 o 30 anni. In particolare appare evidente che dopo il 2030 le quantità di rifiuti saranno destinate a crescere drammaticamente. La tabella di figura 14 riporta, invece, le previsioni sulle quantità di rifiuti generati in Europa con riferimento alle varie tecnologie impiegate ed incorporate nei moduli.

Rifiuti generati in Europa suddivisi per tecnologie						
	in MWp			in Tonnellate		
Totale Europa	103,7	472	1770	7774	35397	132750
c-Si	82,92	339,8	601,8	6219	25486	45135
Thin Film	18,66	99,11	584,1	1399	7433	43808
Nuove Tecnologie	2,073	33,04	584,1	122	155	43808

Figura 14 - Potenza installata annua a livello mondiale e rifiuti generati Fonte: Sander et al., 2007

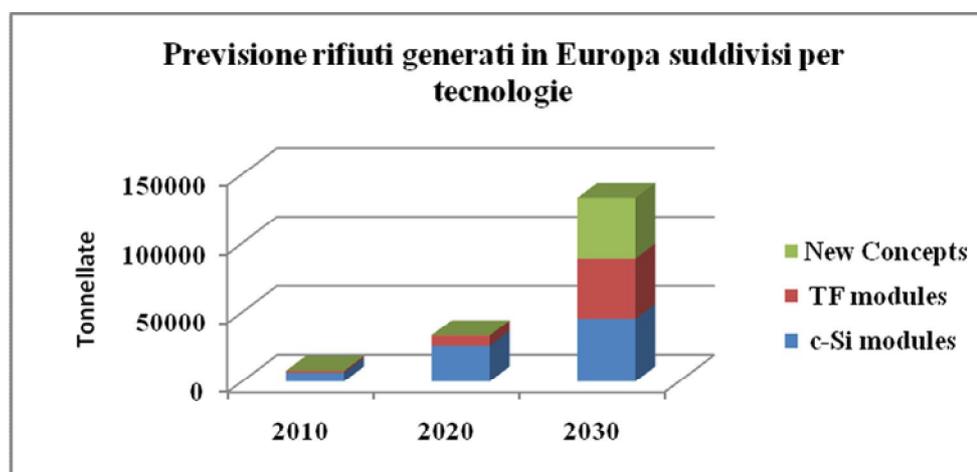


Figura 15 - Fonte: Sander et al., 2007

Infine dal grafico di figura 14, si osserva che a partire dal 2020 il contributo dei "thin film" al totale delle tonnellate di rifiuti generati risulterà non più trascurabile mentre intorno al 2030 circa, bisognerà tenere conto anche del ruolo delle nuove tecnologie sull'ammontare complessivo di rifiuti prodotti. Ciò è coerente con quanto già detto riguardo allo sviluppo delle quote delle singole tecnologie.

Ovviamente l'incidenza dei moduli in silicio cristallino sul totale dei rifiuti da smaltire risulterà sempre rilevante, come si nota dal

grafico precedente, anche se con l'avvento delle nuove tecnologie tale peso tenderà progressivamente a diminuire.

4. POLITICHE AMBIENTALI E PRINCIPI

GUIDA: *considerazioni e implicazioni per il fotovoltaico*

L'Unione Europea mira a conseguire attraverso le sue politiche un elevato livello di tutela dell'ambiente ispirandosi ai principi dello sviluppo sostenibile, della prevenzione, della precauzione, della correzione alla fonte dei danni causati all'ambiente e del «chi inquina paga».

In particolare, essa considera i rifiuti di apparecchiature elettriche ed elettroniche (AEE) come uno dei settori da regolamentare in relazione ai principi di prevenzione, recupero e smaltimento sicuro dei rifiuti. Ciò giustifica l'esistenza della direttiva WEEE e della direttiva RoHS.

I moduli fotovoltaici non sono attualmente inclusi nel campo di applicazione di tali direttive pur rientrando nella definizione generale di AEE, in quanto l'Unione Europea intende promuovere la diffusione delle energie rinnovabili ed è consapevole che il fotovoltaico giocherà un ruolo molto importante nel raggiungere un simile traguardo. Infatti essa teme, anche sulla base delle preoccupazioni sorte all'interno dell'industria fotovoltaica, che se tali dispositivi fossero soggetti alle restrizioni imposte dalle due direttive, si potrebbero verificare delle pesanti ripercussioni sull'industria solare che ostacolerebbero il raggiungimento della così detta "grid parity". Ciò spiegherebbe pertanto il motivo della loro esclusione.

Tuttavia l'assenza di misure legislative, che regolino il settore fotovoltaico in materia di gestione dei rifiuti, rischia di causare in futuro delle notevoli ripercussioni ambientali legate a una cattiva gestione della fase di «end of life» dei moduli, a maggior ragione se si considera la fortissima crescita che ha contraddistinto il mercato fotovoltaico negli ultimi anni, in termini di potenza annuale e

cumulativa installata, sia in Europa che nel Mondo. In accordo quindi con il principio della prevenzione, una qualche forma di intervento risulta necessario (misure legislative o accordi volontari). Inoltre come si vedrà in seguito, i moduli possono contenere, anche se in quantità molto ridotte, materiali tossici che suscitano diverse preoccupazioni di carattere ambientale e i produttori non hanno alcun vincolo nell'impiego di tali sostanze. Questi dispositivi presentano quindi delle analogie con le altre apparecchiature elettriche ed elettroniche e di conseguenza il problema del loro futuro smaltimento non può essere ignorato.

È importante sottolineare anche, come si vedrà in seguito, che alcuni moduli fotovoltaici contengono dei metalli relativamente rari, fondamentali per il loro funzionamento e pertanto un eventuale smaltimento in discarica di tali dispositivi costituirebbe un'inevitabile perdita di risorse che entrerebbe in contrasto con la necessità di assicurare anche in futuro la base di risorse necessaria a garantire la sostenibilità e il continuo sviluppo della tecnologia fotovoltaica, compatibilmente con il principio dello sviluppo sostenibile.

In accordo con le politiche ambientali della UE, con i suoi principi guida e con le medesime motivazioni che hanno portato all'emanazione della direttiva WEEE, un riciclaggio responsabile dei moduli potrebbe porre fine a tali questioni. L'associazione europea dell'industria fotovoltaica (EPIA), resasi conto di questa necessità, ha fondato PV-Cycle, il consorzio dedicato al riciclaggio dei moduli fotovoltaici. L'obiettivo del consorzio è quello di implementare un programma volontario di ritiro e riciclaggio dei moduli giunti a fine vita, in modo da assicurare che quest'ultimi continuino ad essere esclusi anche in futuro dalle direttive WEEE e RoHS. Tali direttive infatti sono attualmente in fase di revisione ed entro la fine del 2010 si dovrebbe pervenire al political agreement. Anche se molto probabilmente queste revisioni non porteranno all'introduzione di misure legislative nei riguardi dei pannelli fotovoltaici, grazie anche

all'importante contributo di PV-Cycle, almeno in teoria tutto può ancora accadere.

Aderendo a PV-Cycle infatti, le principali imprese del settore, in termini di quota di mercato, hanno sottoscritto una dichiarazione, con la quale s'impegnano, nei confronti della UE, in un accordo ambientale volontario, al fine di prevenire problemi ambientali legati ad un non corretto smaltimento dei moduli giunti a fine vita. Tale dichiarazione è stata firmata nel 2008 con il supporto del Commissario Europeo per l'ambiente e del Ministro francese per l'Ecologia, l'Energia, lo Sviluppo Sostenibile e la Pianificazione del territorio. L'EPJA, inoltre, intende ottenere il riconoscimento formale di tale accordo ambientale, attraverso una raccomandazione della UE. Tutto ciò quindi dovrebbe trattenere almeno per il momento la Commissione Europea dal prendere significativi provvedimenti, a livello legislativo, nei confronti del settore fotovoltaico, ma per averne la certezza bisognerà attendere la fine del 2010 quando si prevede che il processo legislativo di codecisione raggiungerà il political agreement.

In questo capitolo si parte da un'analisi del quadro politico-normativo europeo e americano in materia di tutela dell'ambiente, focalizzando l'attenzione principalmente sulle politiche e le strategie relative alla gestione dei rifiuti e delle risorse. Si analizzano in particolare la direttiva europea relativa ai rifiuti (2008/98/CE), le attuali direttive WEEE e RoHS che insieme definiscono il modello generale di riferimento, da seguire al fine di garantire una gestione responsabile dei rifiuti e di ridurre l'impatto ambientale della fase di «end of life». Si valutano inoltre le possibili implicazioni per il settore fotovoltaico derivanti da un eventuale inclusione dei moduli nel campo di applicazione delle ultime due direttive.

Infine il capitolo termina con alcune considerazioni di carattere ambientale volte a sottolineare l'importanza del ruolo del riciclaggio dei moduli fotovoltaici nell'evitare in futuro problemi legati ad un loro non corretto smaltimento.

4.1 Il Quadro politico-normativo Europeo

La tutela dell'ambiente secondo la logica dello sviluppo sostenibile costituisce uno degli aspetti centrali delle politiche dell'Unione Europea e rientra pertanto negli obiettivi previsti dal trattato istitutivo dell'Unione stessa. Infatti l'articolo 174.2 del trattato di Maastricht afferma quanto segue: *“la politica della Comunità in materia ambientale mira ad un elevato livello di tutela, tenendo conto della diversità delle situazioni nelle varie regioni della Comunità. Essa è fondata sui principi della precauzione e dell'azione preventiva, sul principio della correzione, in via prioritaria alla fonte, dei danni causati all'ambiente, nonché sul principio «chi inquina paga».”*

Vediamo adesso di approfondire meglio i concetti e i principi chiave precedentemente enunciati:

- **Sviluppo Sostenibile:** secondo il rapporto Brundtland, lo sviluppo sostenibile è quello sviluppo che soddisfa i bisogni delle generazioni presenti senza compromettere le possibilità per le generazioni future di soddisfare i propri bisogni. Lo scopo, implicito in tale definizione, è quello di garantire sia l'equità all'interno della stessa generazione fra popolazioni diverse (equità intra-generazionale) e sia l'equità tra generazioni diverse (equità inter-generazionale). In questa duplice prospettiva l'uso sostenibile delle risorse naturali gioca un ruolo chiave specie se s'intende trasmettere alle future generazioni lo stesso ammontare di risorse naturali in modo da lasciare intatte le potenzialità dell'ambiente di produrre ricchezza.
- **Principio della Precauzione:** secondo tale principio, ove vi siano minacce di danno serio o irreversibile, l'assenza di certezze scientifiche non deve essere usata come ragione per impedire che si adottino misure di prevenzione della degradazione ambientale.

- **Principio dell’Azione Preventiva:** afferma che un’efficace tutela dell’ambiente consiste nell’evitare la creazione di inquinamento. In altre parole è più importante cercare di evitare i danni ambientali piuttosto che doverne curare gli effetti in seguito. L’azione preventiva infatti non viene intesa come azione riparatrice di un danno già avvenuto, bensì l’adozione di misure volte a prevenire l’insorgenza del danno stesso. Il principio pertanto si sostanzia in un approccio anticipatorio ai problemi ambientali.
- **Principio di correzione alla fonte dei danni causati all’ambiente:** concentra gli interventi sulla rimozione della fonte di inquinamento ambientale. L’approccio “end of pipe”, basato sulla mitigazione degli impatti a valle dei processi che li generano non rappresenta più un principio guida della politica comunitaria ambientale che invece ora si basa su un approccio di tipo “source control” [ISAE, 2007]. Insieme al principio dell’azione preventiva, esso sposta quindi l’attenzione sul processo produttivo con l’obiettivo di: produrre meno sostanze inquinanti rispetto alla precedente attenzione sullo scarico, ridurre l’utilizzazione delle risorse naturali e produrre meno rifiuti.
- **Principio «chi inquina paga»:** sancisce l’obbligo di riparazione del danno a carico dei soggetti responsabili dello stesso a beneficio dell’intera collettività. Esso è congiunto e strettamente collegato al principio gemello di “Responsabilità estesa del Produttore”: entrambi sono basati sul concetto che i soggetti economici devono coprire i costi dei problemi ambientali da essi causati anche dopo l’uso/consumo dei propri prodotti.

Le azioni della UE, in termini di tutela dell’ambiente, si ispirano ai principi sopra menzionati e si realizzano tramite dei programmi pluriennali di azione attraverso i quali vengono fissati gli obiettivi

prioritari da raggiungere, tra cui il fine ultimo dello sviluppo sostenibile.

Queste azioni, definite nell'ambito di tali programmi, si svolgono su vari fronti: dall'emanazione di norme ambientali all'individuazione di criteri di gestione dell'ambiente, alla promozione di strumenti finanziari, e al diritto comunitario in materia ambientale. In particolare, la UE ha emanato una vasta serie di norme a tutela dell'ambiente le quali devono essere recepite, se emanate tramite direttive, o adottate, nel caso dei regolamenti, dagli stati membri.

I programmi quindi costituiscono il quadro di riferimento della politica ambientale comunitaria lungo l'arco di tempo da essi ricoperti.

Quello attualmente in corso è il sesto programma di azione per l'ambiente, intitolato "Ambiente 2010: il nostro futuro, la nostra scelta", che iniziato nel 2001 è ormai prossimo alla sua conclusione (31 dicembre 2010).

Esso ha individuato quattro fondamentali settori di intervento: il cambiamento climatico, la biodiversità, l'ambiente e la salute, e infine la gestione sostenibile delle risorse e dei rifiuti.

Per quanto riguarda quest'ultimo aspetto, in cui teoricamente rientrerebbe anche la gestione "end of life" dei moduli fotovoltaici, l'obiettivo generale è garantire, secondo quanto implica il principio dello sviluppo sostenibile, che il consumo di risorse rinnovabili e non rinnovabili non superi la capacità di carico dell'ambiente, e dissociare dalla crescita economica l'uso delle risorse naturali, migliorando l'efficienza di quest'ultime e diminuendo la produzione di rifiuti. Inoltre è necessario assicurare che anche le emissioni di scarti e rifiuti non eccedano ovviamente la capacità assimilativa rinnovabile dell'ambiente.

A tal fine la UE ha proposto una serie di azioni prioritarie da intraprendere fra cui l'elaborazione di una strategia tematica sull'utilizzo e la gestione sostenibile delle risorse e di una strategia tematica sulla prevenzione e il riciclaggio dei rifiuti.

Da tutte queste considerazioni emerge dunque come alla base del sesto programma di azione per l'ambiente vi sia un approccio strategico che sfrutta vari strumenti e provvedimenti al fine di influenzare il processo decisionale negli ambienti imprenditoriali, politici, dei consumatori e dei cittadini, integrando e superando così l'approccio meramente legislativo. In particolare sono stati individuati cinque assi prioritari di azione strategica:

- migliorare l'applicazione della legislazione vigente;
- integrare le tematiche ambientali nelle altre politiche;
- collaborare con il mercato;
- coinvolgere i cittadini modificandone il comportamento;
- tenere conto dell'ambiente nelle decisioni in materia di assetto e gestione territoriale.

4.1.1 La considerazione del ciclo di vita

Un concetto fondamentale su cui si basano quasi tutte le politiche ambientali e le azioni comunitarie della UE è il così detto approccio “dalla culla alla tomba” (from cradle to grave). Queste politiche infatti mirano ad incentivare il “pensare in termini di ciclo di vita” (life cycle thinking). Tale principio considera, secondo un'ottica integrata, l'intero ciclo di vita di un prodotto (si veda figura 1), dall'estrazione delle materie prime, alla produzione, distribuzione, uso fino alla gestione dei rifiuti (compreso l'eventuale riciclaggio) e mira a ridurre l'impatto ambientale complessivo (“dalla culla alla tomba”) al fine di evitare che le iniziative incentrate sulle singole fasi del ciclo di vita si limitino semplicemente a trasferire il carico ambientale su altre fasi. Ad esempio, la scelta assunta in fase di progettazione di adoperare componenti non riciclabili potrebbe aggravare l'impatto ambientale della fase di smaltimento.

L'applicazione di tale filosofia richiede quindi la responsabilizzazione, la collaborazione, l'integrazione e il

coinvolgimento di tutti i soggetti coinvolti nel ciclo di vita di un prodotto.

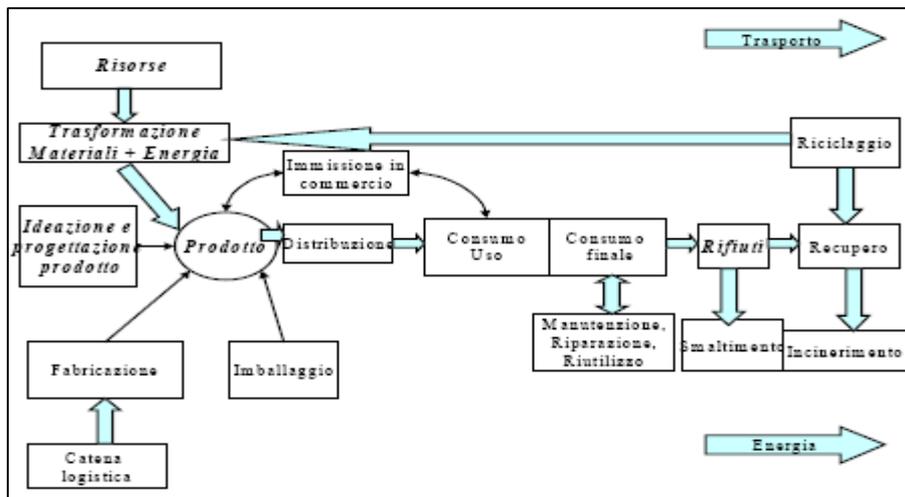


Figura 1 - Schema del ciclo di vita di un prodotto

I produttori per esempio potrebbero, attraverso il Design for Dissassembly e il Design for Recycling, progettare e realizzare prodotti che siano più facili da disassemblare e riciclare, mostrando quindi attenzione anche nei confronti della fase di «end of life» dei propri beni.

Lo strumento operativo del “life cycle thinking” è l’LCA (Life Cycle Assessment o Valutazione del Ciclo di Vita): è un metodo di valutazione dell’impatto ambientale associato ad un prodotto che prevede la realizzazione di un inventario degli input e degli output del caso di un determinato sistema, la valutazione del potenziale impatto ambientale correlato a tali input e output e infine l’interpretazione dei risultati.

L’obiettivo della UE è quello di applicare l’approccio fondato sul ciclo di vita e quindi le tematiche ambientali ad ampio raggio, in maniera intersettoriale nelle varie politiche e azioni comunitarie (non solo nella politica in materia di gestione dei rifiuti): le politiche incidono sull’uso delle risorse e di conseguenza è necessario che integrino sempre più le considerazioni di carattere ambientale al fine di ridurre le pressioni esercitate sull’ambiente dalle varie fonti. La protezione dell’ambiente quindi non viene

considerata come una politica settoriale ma un denominatore comune a tutte le politiche.

La politica integrata di prodotto (IPP), ad esempio, che si fonda sulla consapevolezza che il maggiore consumo di beni è anche la causa diretta e indiretta di gran parte dell'inquinamento e della riduzione delle risorse che contraddistingue la nostra società, fa del "life cycle thinking" uno dei suoi strumenti chiave.

Nel caso particolare dei moduli fotovoltaici, ragionare in termini di ciclo di vita significa considerare anche gli impatti derivanti dal loro smaltimento e non soltanto i benefici associati alla fase del loro utilizzo. In quest'ottica, i produttori di moduli dovrebbero progettarli in modo tale da facilitare la gestione della fase di «end of life».

4.1.2 Le strategie tematiche sulle risorse e sui rifiuti

Le strategie tematiche possono essere definite come l'insieme degli strumenti di vario tipo per le "aree" in cui solo un complesso mix di misure coordinate potrà dare dei risultati. Esse pertanto definiscono l'approccio politico generale, gli orientamenti e il pacchetto di misure proposto dalla UE per conseguire in modo economicamente efficiente gli obiettivi e i traguardi ambientali stabiliti.

La strategia sulle risorse si basa sul presupposto che se le tendenze attuali dell'utilizzazione delle risorse in Europa dovessero proseguire, si assisterebbe al continuo degrado dell'ambiente e all'esaurimento delle risorse naturali stesse.

Il termine "risorse naturali" comprende le materie prime come i minerali, la biomassa e le risorse biologiche, i comparti ambientali come l'aria, l'acqua e il suolo, le risorse di flusso come l'energia eolica, geotermica, maremotrice e solare, nonché lo spazio fisico (superficie terrestre). Che queste risorse vengano utilizzate per fabbricare prodotti o come ricettori ("pozzi") che assorbono le

emissioni (suolo, aria e corpi idrici) e i rifiuti derivanti dall'impiego delle risorse stesse, esse sono essenziali per il funzionamento dell'economia e per la qualità della nostra vita.

La strategia mira pertanto a promuovere, tramite un approccio coordinato, lo sviluppo di modelli di produzione e consumo più sostenibili che permettano di “disaccoppiare” la crescita economica dall'utilizzo delle risorse, ottenendo così probabili benefici di ordine ambientale ed economico per l'Europa e per il mondo intero. Si tratta per altro di obiettivi non contraddittori: se infatti un uso efficiente delle risorse contribuisce alla crescita, per converso un loro uso inefficiente e uno sfruttamento eccessivo delle risorse rinnovabili rappresentano nel lungo termine un freno alla crescita.

Il continuo aumento dei volumi di produzione, che ha caratterizzato gli ultimi decenni, se non accompagnato da un uso sostenibile delle risorse, rischia quindi di costituire una delle principali cause del degrado ambientale. Di conseguenza, per invertire queste tendenze non sostenibili e preservare i servizi essenziali che le risorse naturali forniscono, risulta di fondamentale importanza identificare gli impatti ambientali negativi dell'uso dei materiali e dell'energia attraverso i loro cicli di vita. È necessaria questa comprensione degli impatti globali e cumulativi, seguendo una catena di cause e effetti, per scegliere interventi più mirati capaci di incidere con la maggiore efficacia possibile sull'ambiente.

Si tratta in altre parole del già citato approccio “dalla culla alla tomba” che consente una migliore comprensione delle conseguenze ambientali dell'uso delle risorse durante tutto il loro intero ciclo di vita.

Il pensare in termini di ciclo di vita trova particolare espressione nella strategia tematica sulla prevenzione e il riciclo dei rifiuti, che si ricollega alla precedente, ponendo però maggiore enfasi sul potenziale dei rifiuti come fonti di risorse.

Questa strategia verte principalmente sulla riduzione dell'impatto dei rifiuti e dei prodotti destinati a diventare rifiuti: per essere efficace tale riduzione d'impatto deve essere applicata all'intero

ciclo di vita delle risorse, dall'estrazione iniziale allo smaltimento finale passando eventualmente per il riciclaggio, in modo da evitare che misure adottate per ridurre l'impatto in una determinata fase possano aumentare l'impatto in un'altra.

La strategia pertanto propone un mix di misure volte ad incentivare la prevenzione, il riutilizzo, il riciclaggio e il recupero dei rifiuti in modo da ridurre l'impatto accumulato nell'arco dell'intero ciclo di vita delle risorse stesse. In altre parole la politica della UE in materia di rifiuti dovrebbe puntare a diminuire l'impatto ambientale negativo causato dalla produzione e dalla gestione dei rifiuti e contribuire alla riduzione globale dell'impatto ambientale connesso all'utilizzo delle risorse.

I rifiuti inoltre non sono considerati più soltanto come una fonte di inquinamento da ridurre, ma anche come una potenziale risorsa da sfruttare: sotto questo punto di vista lo smaltimento in discarica costituisce uno spreco/perdita di risorse e produce un aumento delle emissioni nell'aria, nell'acqua e nel terreno, specie se nei prodotti a fine vita sono contenute sostanze tossiche.

Diventa importante quindi incoraggiare il settore del riciclaggio al fine di reintrodurre i rifiuti nel ciclo economico sotto forma di prodotti di qualità, senza dimenticarsi tuttavia di minimizzare l'impatto ambientale negativo di tale reintroduzione. Gli impianti di riciclaggio infatti, se gestiti in maniera scorretta, potrebbero inquinare e pertanto dovranno essere soggetti a norme minime di qualità, in modo da garantire che man mano che il riciclaggio diventerà la soluzione privilegiata di trattamento dei rifiuti, anche l'impatto ambientale di questa operazione sia controllato. Inoltre, le norme di qualità applicate al riciclaggio serviranno anche a stimolare la domanda di materiali riciclati e così sempre maggiori flussi di rifiuti verranno attratti verso tale percorso.

Vediamo adesso le direttive più importanti che costituiscono il quadro normativo di riferimento in materia di gestione dei rifiuti e che rappresentano l'output delle politiche e delle strategie comunitarie. Tali direttive si basano su dei concetti e dei principi di

carattere generale che potrebbero essere applicati con successo anche al settore fotovoltaico al fine di garantire una corretta gestione dell'«end of life».

4.1.3 La direttiva 2008/98/CE

La presente direttiva stabilisce misure volte a proteggere l'ambiente e la salute umana prevenendo o riducendo gli impatti negativi della produzione e della gestione dei rifiuti, riducendo gli impatti complessivi dell'uso delle risorse e migliorandone l'efficacia.

Essa introduce il principio della “**gerarchia dei rifiuti**” che definisce l'ordine delle priorità da seguire nell'ambito della gestione dei rifiuti stessi. La gerarchia dei rifiuti è la seguente:

- prevenzione;
- preparazione per il riutilizzo;
- riciclaggio;
- recupero di altro tipo, per esempio il recupero di energia;
- smaltimento.

Spieghiamo adesso il significato dei precedenti termini:

- **prevenzione**: secondo la direttiva, essa rappresenta l'insieme delle misure, prese prima che una sostanza, un materiale o un prodotto sia diventato un rifiuto. Queste misure sono volte a ridurre la quantità dei rifiuti (anche attraverso il riutilizzo dei prodotti o l'estensione del loro ciclo di vita), a diminuire gli impatti negativi dei rifiuti prodotti sull'ambiente e la salute umana, e a limitare il contenuto di sostanze pericolose in materiali e prodotti.
- **riutilizzo**: s'intende qualsiasi operazione attraverso la quale prodotti o componenti che non sono rifiuti sono reimpiegati per la stessa finalità per la quale erano stati concepiti;

- **Recupero:** s'intende qualsiasi operazione il cui principale risultato sia di permettere ai rifiuti di svolgere un ruolo utile sostituendo altri materiali che sarebbero stati altrimenti utilizzati per assolvere una particolare funzione o di prepararli ad assolvere tale funzione, all'interno dell'impianto o nell'economia in generale. Tra le varie opzioni di recupero, vi è l'utilizzazione principalmente come combustibile o come altro mezzo per produrre energia;
- **Preparazione per il riutilizzo:** s'intendono le operazioni di controllo, pulizia e riparazione attraverso cui prodotti o componenti di prodotti diventati rifiuti sono preparati in modo da poter essere reimpiegati senza altro pretrattamento;
- **Riciclaggio:** s'intende qualsiasi operazione di recupero attraverso cui i materiali di rifiuto sono ritrattati per ottenere prodotti, materiali o sostanze da utilizzare per la loro funzione originaria o per altri fini. Include il ritrattamento di materiale organico ma non il recupero di energia né il ritrattamento per ottenere materiali da utilizzare quali combustibili o in operazioni di riempimento;
- **Smaltimento:** s'intende qualsiasi operazione diversa dal recupero anche quando l'operazione ha come conseguenza secondaria il recupero di sostanze o di energia.

Secondo la gerarchia proposta dalla direttiva, la prevenzione dei rifiuti ha priorità assoluta. A tal proposito il riutilizzo dei prodotti e l'estensione del loro ciclo di vita giocano un ruolo fondamentale.

Le misure successive intervengono invece solo dopo che il prodotto è diventato rifiuto: in questo caso bisognerà privilegiare, nell'ordine, le seguenti operazioni di recupero: la preparazione per il riutilizzo, il riciclaggio e il recupero di altro tipo (ad esempio di energia). Tutto ciò che non può essere recuperato è destinato allo smaltimento che prevede il trattamento e il deposito definitivo (ad esempio nelle discariche) dei rifiuti e degli scarti non ulteriormente valorizzabili: l'obiettivo ovviamente è minimizzare la percentuale di

rifiuti che è destinata alle operazioni di smaltimento e assicurarsi che tali operazioni siano sicure per l'ambiente e la salute umana.

Inoltre la direttiva prevede che, per favorire il riutilizzo, la prevenzione, il riciclaggio e l'altro recupero dei rifiuti, nonché la diffusione del "life cycle thinking", gli Stati membri possano adottare misure legislative o non legislative volte ad assicurare che qualsiasi persona fisica o giuridica che professionalmente sviluppi, fabbrichi, trasformi, tratti, venda o importi prodotti (produttore del prodotto) sia soggetto ad una responsabilità estesa del produttore, di cui si parlerà nel paragrafo seguente.

In ambito europeo il processo di responsabilizzazione dei soggetti produttori e della catena distributiva è stato già avviato nel settore delle apparecchiature elettriche ed elettroniche. La volontà di applicare anche ad altri beni il principio della responsabilità estesa indica che nel settore dei rifiuti si è ormai raggiunto il livello di guardia e che, per poter spezzare "l'assedio" della spazzatura occorre porsi obiettivi più impegnativi e dare applicazione concreta al vecchio principio "chi inquina paga".

4.1.4 La direttiva WEEE (o RAEE)

Già nell'ambito del "Quinto programma di azione a favore dell'ambiente", i rifiuti derivanti da apparecchiature elettriche ed elettroniche ("WEEE" o "RAEE") sono stati menzionati come uno dei settori da regolare in relazione ai principi di prevenzione, recupero e smaltimento sicuro dei rifiuti.

Lo scopo della direttiva è pertanto quello di prevenire la produzione di RAEE e al contempo incentivare in primo luogo il loro reimpiego (anche a livello di componenti o sottosistemi), e la dove ciò non sia possibile, favorire il riciclaggio e le altre possibili forme di recupero in modo da ridurre il volume dei rifiuti da smaltire.

Lo smaltimento in discarica (o negli inceneritori) infatti rappresenta la soluzione peggiore dal punto di vista ambientale, specie se i rifiuti non sono trattati adeguatamente, perché i RAEE contengono sostanze pericolose e tossiche che sono causa di emissioni inquinanti nell'ambiente. Inoltre il conferimento di questi rifiuti in discarica costituisce una perdita di risorse in quanto i RAEE sono costituiti spesso anche da materiali di valore e/o rari che potrebbero essere recuperati, chiudendo così in maniera virtuosa i cicli di vita di tali materiali/risorse. La presente direttiva si applica quindi alle apparecchiature elettriche ed elettroniche che rientrano all'interno di alcune categorie definite in un suo allegato (allegato 1A): attualmente i prodotti fotovoltaici, come ad esempio i moduli, non sono inclusi nel campo di applicazione della direttiva però l'articolo 13 ne menziona in maniera esplicita il possibile inserimento nel corso delle future revisioni.

Approfondiamo ora il significato dei concetti più importanti.

Per **reimpiego** s'intendono le operazioni in virtù delle quali i RAEE o loro componenti sono utilizzati allo stesso scopo per il quale le apparecchiature erano state originariamente concepite, incluso l'uso continuativo delle apparecchiature o dei loro componenti, una volta che sono stati riportati ai punti di raccolta, ai distributori, ai riciclatori o ai fabbricanti.

Il **riciclaggio** consiste nel ritrattamento in un processo di produzione dei materiali di rifiuto per la loro funzione originaria o per altri fini, escluso il recupero di energia ossia l'utilizzo di rifiuti combustibili quale mezzo per produrre energia mediante incenerimento diretto con o senza altri rifiuti, ma con recupero di calore.

Il **recupero** invece è un concetto più generico che include il riciclaggio, il riuso e l'uso come combustibile: comprende quindi sia il recupero a livello di materiale che di energia.

La direttiva definisce inoltre per il recupero e il reimpiego/riciclaggio dei RAEE, degli obiettivi minimi ambiziosi espressi in percentuale sul peso medio per apparecchio, che variano a seconda delle categorie di prodotto.

Fra le varie misure introdotte al fine di soddisfare tali obiettivi, la **raccolta separata** costituisce sicuramente la condizione preliminare essenziale per garantire il trattamento specifico e il riciclaggio dei RAEE e per ridurre al minimo il loro smaltimento come rifiuti municipali misti (discarica o inceneritore): è infatti un requisito fondamentale per raggiungere il livello stabilito di protezione della salute umana e dell'ambiente nella Comunità. In quest'ottica, il trattamento specifico dei RAEE è indispensabile per evitare la dispersione degli inquinanti nel flusso dei rifiuti o nel materiale riciclato. Infatti anche se i RAEE sono raccolti separatamente e sottoposti a processi di riciclaggio, il loro contenuto di sostanze pericolose pone seri rischi per la salute e per l'ambiente. Gli impianti di riciclaggio e trattamento pertanto dovrebbero essere conformi a talune norme minime di qualità e adottare le migliori tecniche disponibili per evitare gli impatti ambientali negativi legati a queste fasi.

Affinché la raccolta separata abbia successo, i consumatori devono contribuire attivamente ed essere incoraggiati a riportare i RAEE. A tal fine è richiesta la creazione di idonee infrastrutture per la loro restituzione, compresi punti pubblici di raccolta, dove i nuclei domestici possano restituire almeno gratuitamente i propri rifiuti.

La direttiva prevede infatti l'introduzione del concetto della **responsabilità estesa del produttore (EPR)** fornendo agli utenti la possibilità di restituire gratuitamente (a distributori e produttori) le vecchie apparecchiature elettriche ed elettroniche; e attribuendo ai produttori l'obbligo del finanziamento, a livello individuale o collettivo, del ritiro dal punto di raccolta, del trattamento, del recupero e del corretto smaltimento dei rifiuti derivanti dagli AEE.

Secondo tale principio, la responsabilità di un'impresa si estende sull'intero ciclo di vita del bene prodotto e in particolare sulle fasi del riciclo e dello smaltimento finale. Anche se tale responsabilità è in effetti condivisa anche da produttori di componenti, venditori e acquirenti, si ritiene comunque che la responsabilità principale rimanga al produttore del bene giacché le sue scelte determinano le

caratteristiche del prodotto. Una ben nota modalità di applicazione dell'EPR, consiste nel far sì che gli Stati membri garantiscano che i produttori organizzino sistemi di free take-back individuali o collettivi, i cui costi di gestione dovranno essere internalizzati nei prezzi dei beni immessi sul mercato, allo scopo di assicurare un riciclaggio sicuro e responsabile.

In questo modo s'incoraggiano i produttori di AEE a ragionare in termini di ciclo di vita, spingendoli verso una progettazione e una produzione di apparecchiature elettriche ed elettroniche che tengano pienamente in considerazione e facilitino la riparazione, il reimpiego, lo smontaggio e il riciclaggio. Si tratta in altre parole del così detto "**Design for Environment**" che consiste nell'insieme delle tecniche usate per integrare le considerazioni di carattere ambientale nella fase di progettazione, tenendo conto di tutto il ciclo di vita del prodotto stesso. Fra le tecniche di DfE, rientrano il "**design for disassembly**" e il "**design for recycling**".

La prima tecnica consiste nel progettare un prodotto in modo tale da semplificarne il futuro disassemblaggio, mentre la seconda tecnica di progettazione è funzionale al riciclaggio. Entrambe quindi garantiscono l'ottimizzazione della fase di fine vita.

Il "Design for Disassembly" tra i vari benefici favorisce il disassemblaggio dei componenti che possono essere riutilizzati in nuovi prodotti; permette di sostituire senza difficoltà i componenti che si sono danneggiati facilitando la manutenzione e allungando di conseguenza la durata di vita del prodotto; e inoltre facilita il riciclaggio di quei prodotti composti da materiali eterogenei poiché se un prodotto può essere disassemblato in modo semplice ovviamente anche il suo riciclaggio ne trarrà beneficio. Tutto ciò quindi contribuisce a ridurre il quantitativo di rifiuti destinati allo smaltimento in discarica o negli inceneritori.

4.1.5 La direttiva RoHS

La presente direttiva prevede che le apparecchiature elettriche ed elettroniche immesse sul mercato non debbano contenere alcune sostanze classificate come pericolose o tossiche. Essa si applica a tutti gli AEE che rientrano nel campo di applicazione della direttiva WEEE fatta eccezione per le categorie 8 e 9 dell'allegato 1A (dispositivi medicali e strumenti di monitoraggio e controllo). Le sostanze regolate sono:

- Piombo e i suoi composti
- Mercurio e i suoi composti
- Cadmio e i suoi composti
- Cromo esavalente e i suoi composti
- Bifenili polibromurati (PBB)
- Etere di difenile polibromurato (PBDE)

La direttiva RoHS impone, pertanto, il bando completo delle sostanze elencate, tuttavia la Commissione, per ragioni di fattibilità, ha adottato una decisione che fissa dei limiti di tolleranza, ovvero dei limiti massimi di concentrazione al di sotto dei quali è ammessa la presenza della sostanza. Tali limiti sono espressi in termini di percentuale in peso di **materiale omogeneo**, dove per materiale omogeneo s'intende un'unità che non può essere meccanicamente disaggregata in più materiali separati.

In sostanza, nei materiali omogenei è tollerata una concentrazione massima dello 0,1 % in peso di piombo, mercurio, cromo esavalente, bifenili polibromurati e etere di difenile polibromurato. Per il cadmio invece la concentrazione massima consentita è pari allo 0,01 % in peso.

Se da un lato, le misure introdotte dalla direttiva WEEE sono necessarie per ridurre i problemi di gestione dei rifiuti legati ai metalli pesanti e ai ritardanti di fiamma in questione, dall'altro va sottolineato che, malgrado queste misure, tuttavia, quantità significative di RAEE continueranno a finire nei canali di

smaltimento non ufficiali (discariche e inceneritori), con i problemi di impatto ambientale che ne derivano.

Inoltre la presenza di tali sostanze all'interno dei RAEE rende più difficoltoso il riciclaggio di questi rifiuti, ne riduce la convenienza economica, aumenta l'impatto ambientale di tale fase e può causare gravi danni alla salute delle persone, specie ai lavoratori degli impianti di riciclaggio. Per tali ragioni, la direttiva RoHS restringe l'uso delle sostanze sopra menzionate, anche se ammette delle eccezioni quando le alternative a tali materiali sono impraticabili dal punto di vista tecnico o scientifico oppure presentano impatti maggiori sull'ambiente, sulla salute o sulla sicurezza dei consumatori.

4.1.6 La revisione delle direttive WEEE e RoHS

Attualmente le direttive WEEE e RoHS sono in fase di revisione e entro la fine del 2010 si dovrebbe pervenire al “political agreement”: sebbene la proposta di revisione della Commissione Europea non consideri l'inclusione dei moduli fotovoltaici nel campo di applicazione delle direttive, ci sono state alcune richieste di inserimento per tali dispositivi e quindi almeno in via teorica tutto è ancora possibile. Le modifiche proposte dalla Commissione infatti intendono lasciare sostanzialmente invariate le 10 categorie dell'allegato 1A che definiscono il campo di applicazione delle direttive WEEE e mirano a spostare tale allegato nella RoHS. Inoltre, sempre secondo la proposta di revisione, lo stesso allegato andrebbe a definire anche le categorie del campo di applicazione della direttiva RoHS e pertanto gli ambiti di applicazione delle due direttive verrebbero così a coincidere. Nello specifico quindi, il campo di applicazione della direttiva WEEE sarebbe definito facendo riferimento all'allegato della direttiva RoHS.

Da ciò si deduce pertanto che i moduli fotovoltaici continuerebbero a rimanere al di fuori delle due direttive, visto che non rientrano nell'ambito di applicazione dell'attuale direttiva WEEE, mentre l'unico vero cambiamento riguarderebbe la RoHS, dato che le categorie 8 e 9 non sarebbero più escluse da essa.

Nel progetto di relazione (draft report) della Commissione Ambiente del Parlamento europeo, si parla però di includere nel campo di applicazione della direttiva WEEE tutte le apparecchiature elettriche ed elettroniche, anche se si precisa che i moduli fotovoltaici dovrebbero essere esclusi in virtù dell'accordo ambientale concluso dall'industria fotovoltaica. Tuttavia la Commissione dovrà valutare costantemente i risultati raggiunti da tale accordo e se lo riterrà opportuno (cioè se i concordati obiettivi di raccolta e riciclaggio dei moduli non saranno soddisfatti) potrà decidere di includere in futuro i moduli fotovoltaici nel campo di applicazione della direttiva. In sostanza quindi anche il draft report sembrerebbe confermare la volontà di non includere, almeno non nell'immediato, i moduli fotovoltaici nella nuova direttiva WEEE.

Tra le altre modifiche proposte dalla Commissione a tale direttiva, le più importanti sono la definizione di una percentuale annua di raccolta del 65%, fissata in funzione della quantità media di AEE immessa sul mercato nei due anni immediatamente precedenti (invece del target di 4 kg di RAEE per abitante all'anno), e l'innalzamento del 5% degli obiettivi di recupero e riciclaggio/riutilizzo degli AEE.

Per quanto riguarda invece la revisione della direttiva RoHS, il relativo draft report della Commissione Ambiente intende introdurre un'undicesima categoria di dispositivi che racchiuderebbe tutti gli AEE non rientranti nelle precedenti 10 categorie, anche se, in quest'ultimo caso, le restrizioni non verrebbero applicate immediatamente ma a partire dall'anno 2014. Teoricamente quindi il draft report includerebbe i moduli fotovoltaici nella nuova direttiva RoHS, all'interno della categoria 11. Ciò sembrerebbe confermato anche dal fatto che il progetto di relazione prevede l'inserimento dei

moduli fotovoltaici a film sottile contenenti cadmio, all'interno dell'allegato in cui sono specificate le applicazioni che beneficiano di una deroga al divieto imposto dalla direttiva stessa.

4.1.7 Gli accordi volontari (Voluntary Agreements)

Rientrano fra gli strumenti a carattere “volontario” che servono a promuovere il coinvolgimento delle imprese e dei cittadini nell'impegno a migliorare l'ambiente, superando la logica del “command and control” che è stata alla base del tradizionale rapporto tra stato e società. Si tratta pertanto di strumenti alternativi e integrativi rispetto alla legislazione, messi a disposizione dall'Unione Europea.

Nell'ambito del campo di applicazione del principio della responsabilità estesa, gli accordi volontari rappresentano in genere per i produttori un'alternativa attraverso cui essi s'impegnano, al di fuori di appropriate e dettagliate regolamentazioni, a raggiungere gli obiettivi della politica in materia di gestione dei rifiuti relativamente al contesto dei propri prodotti e a prendere delle misure atte a soddisfare tali obiettivi.

In altre parole, un accordo volontario è un impegno unilaterale sottoscritto da una o più parti (industrie o imprese) che s'impegnano ad intraprendere certe azioni in campo ambientale. A livello comunitario quindi, sono generalmente riconosciuti come strumenti per raggiungere determinati obiettivi politici. La Commissione Europea inoltre può partecipare alla preparazione di tali accordi.

Gli accordi volontari, riconosciuti dalla Commissione, che hanno dimostrato di essere efficaci nel raggiungere gli obiettivi ritenuti rilevanti, sono in grado di rendere le misure legislative superflue (accordi di **autoregolamentazione**).

Gli accordi volontari relativi all'ambiente, inoltre, possono anche essere conclusi attraverso la **coregolamentazione**. In questo caso, il

legislatore Europeo definisce tramite una direttiva gli aspetti principali, quali ad esempio gli obiettivi, le scadenze e le sanzioni, mentre i dettagli e il metodo di raggiungimento degli stessi restano a discrezione delle parti. Sia nel caso dell'autoregolamentazione che della coregolamentazione, la Commissione Europea può sempre esercitare il diritto di proporre una direttiva, se ritiene che l'accordo non sia sufficiente a raggiungere gli obiettivi stabiliti o che non sia fattibile nella pratica.

Infine, affinché possano essere riconosciuti, tali accordi devono rispettare severi criteri quanto a chiarezza di obiettivi, trasparenza, controllo e monitoraggio e devono essere efficaci nel conseguire obiettivi ambientali ambiziosi.

In particolare un accordo ambientale deve fornire un valore aggiunto in termini di elevato livello di tutela dell'ambiente: prima di riconoscere un accordo, la Commissione deve assicurarsi che anche questa condizione sia soddisfatta. Inoltre gli operatori o le associazioni di categoria parti di un accordo devono rappresentare la vasta maggioranza del settore economico interessato e non ci devono essere costi eccessivi per le istituzioni della Comunità quando queste esercitano le loro attività di monitoraggio.

Applicando questi criteri, la Commissione Europea esamina l'accordo prima di prendere una decisione riguardante il suo riconoscimento. Nel caso dell'autoregolamentazione, il riconoscimento può essere concesso in maniera informale o attraverso una raccomandazione. Nell'ultimo caso, il risultato di questo esame è reso accessibile al pubblico e alle altre istituzioni della Comunità, al fine di ricevere i loro commenti. Soltanto allora la Commissione deciderà su un'appropriata raccomandazione.

Un esempio di accordo volontario è quello concluso dalle principali imprese del settore fotovoltaico, rappresentanti la vasta maggioranza del mercato. Esse si sono impegnate, attraverso la fondazione di PV-Cycle, a sviluppare un sistema gratuito di ritiro e riciclaggio dei moduli, con obiettivi di raccolta e riciclaggio piuttosto ambiziosi, al

fine di ottenere un riconoscimento formale da parte della UE attraverso una raccomandazione.

4.2 Implicazioni della Legislazione Ambientale Europea sui sistemi fotovoltaici

Il flusso di rifiuti post consumo e i suoi impatti ambientali rappresentano un peso crescente per la nostra società. Inoltre tali flussi contengono spesso materiali rari o di valore che potrebbero essere recuperati in modo da chiudere i loro cicli di vita e riducendo l'impatto associato al consumo delle risorse naturali. Al fine di affrontare tali problemi, come si è potuto vedere nel paragrafo precedente, l'Unione Europea ha emesso diverse normative e attuato varie politiche coerentemente con la strategia tematica sulla prevenzione e il riciclaggio dei rifiuti.

L'industria fotovoltaica, sebbene sia stata finora esentata dalle principali direttive europee (WEEE e RoHS) al fine di incentivare le energie rinnovabili, non può ignorare le problematiche legate alla gestione sostenibile delle risorse e dei rifiuti, specialmente se intende mantenere intatta la propria reputazione di "tecnologia sostenibile".

Inoltre un eventuale inclusione dei moduli nell'ambito delle direttive WEEE e ROHS avrebbe sicuramente delle ripercussioni sull'industria stessa, anche a livello economico, che potrebbero compromettere la competitività della tecnologia.

4.2.1 Implicazioni della direttiva WEEE sul fotovoltaico

Attualmente i moduli fotovoltaici non sono inclusi nella direttiva WEEE, ma l'articolo 13, sancisce che sono possibili delle revisioni

all'allegato 1B in seguito alle quali tali dispositivi potrebbero essere inseriti nel campo di applicazione della normativa. Queste eventuali future modifiche, volte ad includere i moduli fotovoltaici, avrebbero lo scopo di frenare la forte crescita attesa del volume di rifiuti derivanti da tali prodotti. È previsto tuttavia nella direttiva che prima di modificare l'allegato, la Commissione dovrebbe consultare i produttori interessati. Va detto comunque che nel caso delle applicazioni di consumo (ad esempio calcolatrici, orologi, radio e giocattoli a energia solare etc. etc.) la direttiva WEEE viene già applicata. Per quanto riguarda invece gli inverter, non è sufficientemente chiaro se la direttiva li riguarda oppure no e pertanto è necessaria una maggiore chiarificazione al riguardo.

L'applicazione della direttiva al settore fotovoltaico, renderebbe i produttori dei moduli responsabili dell'intero ciclo di vita dei propri prodotti, inclusa quindi la fase dell'end of life. Essi pertanto sarebbero tenuti a provvedere all'organizzazione e al finanziamento di sistemi di take-back gratuito dei moduli, nonché all'organizzazione e al finanziamento di adeguate attività di trattamento e riciclaggio dei prodotti raccolti.

È importante tuttavia sottolineare il fatto che, per quanto riguarda i moduli fotovoltaici, gli obiettivi della direttiva WEEE possono essere raggiunti semplicemente recuperando e riusando/riciclando il vetro di copertura e la cornice d'alluminio, che nei moduli standard rappresentano, come già visto nel capitolo 1, più del 80% del peso del modulo. In altre parole, questo significa che la normativa, pur garantendo attraverso la sua applicazione degli indiscutibili vantaggi rispetto allo smaltimento in discarica o negli inceneritori, non incoraggia sufficientemente il riciclaggio di alto valore (high value recycling), come ad esempio il riuso/recupero dei wafer in silicio, la produzione dei quali comporta una notevole spesa energetica, rinunciando così inevitabilmente ai benefici aggiuntivi che sarebbero altrimenti conseguibili.

4.2.2 Implicazioni della direttiva RoHS sul fotovoltaico

Dato che questa direttiva si applica agli AEE che rientrano nel campo di applicazione della direttiva WEEE, essa non ha attualmente alcuna influenza sui moduli fotovoltaici e pertanto non ci sono limitazioni sull'uso di sostanze pericolose nell'ambito di tali prodotti. Inoltre la categoria "Strumenti di monitoraggio e controllo" è esonerata quindi ciò significa che gli inverter al momento non sono inclusi nella direttiva RoHS.

I sistemi fotovoltaici di conseguenza possono contenere [de Wild-Scholten et al., 2005]:

- Piombo nelle saldature delle bandelle che servono ad interconnettere le celle;
- Piombo nella parte vetrosa della pasta di metallizzazione;
- Piombo nel vetro di copertura;
- Cadmio nelle celle al CdTe o nello strato di CdS delle celle al CIGS;
- Ritardanti di fiamma bromurati nella plastica che costituisce il vano dell'inverter e della scatola di giunzione.

Analizziamo nel dettaglio gli impieghi delle sostanze precedentemente menzionate.

Per interconnettere le celle si utilizzano delle particolari leghe per saldature: si tratta tipicamente di leghe in **stagno-piombo** contenenti il 40% di piombo e con una temperatura di fusione di 183°C. Il problema è che questi composti hanno un contenuto di piombo superiore rispetto ai valori limite stabiliti dalla direttiva RoHS.

Sul mercato sono disponibili diversi tipi di leghe saldanti senza piombo (ad esempio Sn_{100} , $\text{Sn}_{97}\text{Ag}_3$, $\text{Sn}_{96.5}\text{Ag}_{3.5}$, $\text{Sn}_{96.5}\text{Ag}_{3.0}\text{Cu}_{0.5}$) però un difetto di quest'ultime è che sono caratterizzate da temperature di fusione più elevate e quindi comportano un maggiore consumo energetico con conseguenti maggiori costi. Ciò inoltre potrebbe causare forti stress termici sugli altri componenti del

prodotto. Per tali ragioni le imprese produttrici di moduli fotovoltaici sono piuttosto restie ad utilizzarle anche se molte compagnie si sono già convertite all'uso delle leghe per saldatura senza piombo.

Il piombo viene impiegato anche nell'ambito del **processo di metallizzazione** dei wafer di silicio: infatti la realizzazione dei contatti elettrici delle singole celle prevede una fase caratterizzata dall'applicazione sulle due superfici del wafer, mediante un processo di stampa, di particolari impasti a base di argento o alluminio, seguita da una fase successiva di cottura. Per migliorare tale processo, in genere viene usata una pasta particolare, caratterizzata da una componente vetrosa contenente piombo.

Le tradizionali "paste di metallizzazione" impiegate a tal scopo presentano un contenuto di piombo superiore ai limiti imposti dalla direttiva RoHS.

Infine per proteggere le celle solari, si utilizzano dei **pannelli di vetro**, che fungono da copertura anteriore, i quali possono contenere piombo. Va detto tuttavia che il piombo contenuto nel vetro dei componenti elettronici è esentato dalla direttiva e quindi questo aspetto non dovrebbe avere implicazioni per il fotovoltaico. Nel caso dei pannelli solari inoltre, l'eventuale contenuto di piombo nel vetro non è in genere aggiunto intenzionalmente ma può essere presente in tracce con percentuali in peso comprese tra lo 0 e lo 0,001%, sulla base di alcune analisi effettuate su tre differenti tipologie di vetri per moduli fotovoltaici, prodotti nel 2004. Il contenuto di piombo nel vetro dipende quindi principalmente dalla purezza della materia prima utilizzata e in ogni caso rientra nei limiti di legge.

Per quanto riguarda il cadmio, la direttiva europea 91/338/EEC non proibisce l'uso di tale sostanza nei moduli fotovoltaici in quanto, il cadmio contenuto nel CdS e nel CdTe è non metallico.

Tuttavia nel caso dei moduli basati sulla tecnologia del tellururo di cadmio, si vede necessaria un'esenzione dalla RoHS dato che il cadmio è **presente nei componenti di base**. Esso inoltre può essere

usato anche nello **strato di CdS** che caratterizza le celle al CIGS anche se numerosi gruppi di ricerca stanno lavorando allo sviluppo di celle al CIGS senza cadmio.

Infine per quanto riguarda i ritardanti di fiamma bromurati, essi possono essere presenti nelle **guaine dei cavi elettrici** o nei **rivestimenti di plastica** delle scatole di giunzione e degli altri componenti che costituiscono il BOS. Il loro scopo è quello di ridurre l'infiammabilità dei prodotti nei quali vengono impiegati, prevenendo e ostacolando la propagazione della fiamma.

Si riporta in figura 2 una tabella riassuntiva dei dati relativi ai contenuti di alcune delle sostanze che secondo la direttiva RoHS presentano un'elevata pericolosità per la salute e per l'ambiente e che potrebbero avere significativi impatti sui processi di trattamento e di recupero/smaltimento dei rifiuti.

	Contents in relation to the entire module		Details relating to homogenous material in accordance with RoHS	
	Cd	Pb	Cd	Pb
c-Si	-	< 0,1%	< 0,1%	> 0,1% (solder)
a-Si	-	< 0,1%	< 0,1%	> 0,1% (solder)
CIS	< 0,1%	< 0,1%	> 0,1% (cadmium-containign parts)	> 0,1% (solder)
CdTe	< 0,1%	< 0,1%	> 0,1% (CdTe film)	> 0,1% (solder)

Figura 2 - Dati sul contenuto di sostanze regolate dalla direttiva RoHS nei moduli FV
Fonte: Sander et al., 2007

Nella parte di sinistra della tabella, le percentuali di piombo e cadmio sono state calcolate con riferimento al peso complessivo dell'intero modulo. Nella parte di destra invece, esse sono state determinate tenendo conto del concetto di materiale omogeneo: si osserva in particolare che la concentrazione di piombo nei moduli cristallini (nelle saldature delle celle) e le concentrazioni di cadmio nei moduli al CIS (nelle parti contenenti cadmio, ad esempio lo strato di CdS) e nei moduli al CdTe (nel film di CdTe) superano i limiti fissati dalla direttiva.

I dati sono aggiornati al 2007 ma presentano delle incertezze dato che, per ragioni di fattibilità, essi si riferiscono a dei “moduli standard” presi come riferimento e inoltre i futuri sviluppi della

composizione di tali moduli non possono essere previsti con assoluta certezza.

Queste osservazioni devono comunque far ragionare in quanto dimostrano la presenza di sostanze pericolose all'interno dei moduli fotovoltaici, e inoltre l'esclusione di quest'ultimi dalla direttiva RoHS fa sì che i produttori non abbiano limiti nell'utilizzare tali materiali e che non siano sufficientemente incentivati a sostituirli con delle sostanze più ecologiche, causando così gravi ripercussioni sull'ambiente e sulla salute delle persone, in particolare durante la fase del «end of life».

L'inclusione dei moduli nel campo di applicazione di tale direttiva avrebbe sicuramente delle ripercussioni non trascurabili sull'industria FV, poiché costringerebbe i produttori ad eliminare l'uso delle sostanze regolamentate dai propri prodotti e poiché l'individuazione di valide alternative ad esse richiederebbe notevoli risorse economiche. Nonostante ciò, alcuni produttori hanno già intrapreso questa strada virtuosa.

4.3 Il quadro politico-normativo Americano

Va detto che le politiche ambientali americane sono, in generale, meno restrittive di quelle europee: sebbene ad esempio i PBB siano stati vietati negli USA, i produttori americani devono garantire la conformità ai requisiti della direttiva RoHS solo per quanto riguarda i prodotti venduti nell'Unione Europea, ma non per quelli venduti nel mercato domestico.

Negli USA, così come in Europa, non esiste una legge federale specifica che regoli il riciclaggio dei moduli fotovoltaici ma, secondo la Silicon Valley Toxics Coalition (SVTC), un'organizzazione americana che promuove la tutela della salute umana e dell'ambiente dai pericoli derivanti dall'industria “high tech”, tali dispositivi ricadono spesso sotto leggi di carattere più

generale riguardanti lo smaltimento dei rifiuti e la gestione dei rifiuti pericolosi.

Lo smaltimento dei moduli a fine vita rientra quindi nel campo di applicazione di una legge federale, il “Federal Resource Conservation and Recovery Act” (RCRA), e in alcune politiche dei singoli stati, come ad esempio una legge della California, la “Hazardous Waste Control Law” (HWCL).

L’RCRA si applica a livello federale alla gestione dei rifiuti solidi in generale, la quale è amministrata dall’ente americano per la protezione dell’ambiente (EPA): secondo tale legge un “rifiuto solido” è un qualunque materiale di scarto che non è stato specificatamente escluso dal suo campo di validità. I moduli fotovoltaici e i materiali in essi contenuti non sono esclusi dalla definizione generale di rifiuto solido e pertanto sono soggetti a tale legge [Fthenakis, 2001].

L’RCRA regola inoltre il trattamento e lo smaltimento dei rifiuti potenzialmente pericolosi e definisce specifici test di laboratorio, al fine di ottenere una precisa classificazione dei rifiuti (ad esempio, rifiuti pericolosi o non).

Uno di questi test è il “Toxicity characteristic leaching procedure” (TCLP o procedura di lisciviazione delle caratteristiche tossiche), la cui funzione è quella di simulare le condizioni ambientali tipiche di una comune discarica al fine di vedere se, in caso di precipitazioni acide, i componenti potenzialmente tossici del rifiuto possano percolare verso il suolo o verso le falde acquifere sotterranee, inquinandole [Pichtel, 2005]. In altre parole si tratta di una procedura progettata dall’EPA per valutare la mobilità delle sostanze chimiche presenti nei rifiuti liquidi o solidi.

I singoli stati degli USA, devono almeno far rispettare le leggi ambientali definite a livello federale ma possono anche emanare e imporre, norme ambientali statali che sono ancora più restrittive di quelle nazionali. La California ad esempio è uno degli stati americani con le leggi ambientali più severe: l’ente per la protezione ambientale della California (Cal-EPA) amministra l’HWCL che,

oltre ad incorporare l'RCRA, definisce criteri e test di laboratorio aggiuntivi, più restrittivi del precedente TCLP, come ad esempio il "Total Threshold Limit Concentration" (TTLC) e il "Soluble Threshold Limit Concentration" (STLC). Nonostante ciò, delle 73 leggi relative all'industria fotovoltaica che sono state introdotte in California durante il 2007 e il 2008, secondo la SVTC, nessuna era indirizzata ad eliminare i rischi associati ai processi di fabbricazione o alla fase dell'«end of life». La maggior parte di esse infatti riguardava obiettivi di installazione e incentivi per l'adozione dei sistemi fotovoltaici.

Se sulla base di uno dei test sopra menzionati, un rifiuto dovesse essere classificato come pericoloso, l'RCRA e/o l'HCWL impongono determinati requisiti da rispettare per le operazioni di movimentazione, riciclaggio, riuso, stoccaggio, trattamento, smaltimento, registrazione dati e reportistica associate ad esso.

Nel caso dei moduli fotovoltaici giunti a fine vita utile, attualmente questi sono considerati dalle leggi americane alla stregua di rifiuti pericolosi se non soddisfano gli standard TCLP.

Durante questo test effettuato prima dello smaltimento su dei campioni rappresentativi, i moduli a fine vita vengono frantumati in piccoli pezzi (area $\leq 1 \text{ cm}^2$) e immersi in una soluzione di acqua e acido acetico per 16-24 ore [Markvart e Castañer, 2003]. Successivamente la soluzione viene filtrata e il liquido filtrato viene analizzato per determinare la concentrazione di metalli pesanti in esso presenti. Se la concentrazione di tali metalli supera certi valori limite di soglia, i moduli saranno considerati rifiuti pericolosi e dovranno pertanto essere riciclati o smaltiti in discariche speciali.

In uno studio, ad esempio, è emerso che alcuni moduli fotovoltaici, nei quali sono state utilizzate leghe per saldature contenenti piombo, hanno superato del 30% la massima concentrazione consentita per il piombo nell'ambito della procedura TCLP [SVTC, 2009].

Ciò sembra essere confermato anche dai dati presenti nella tabella di figura 3, tratta da un rapporto del Brookhaven National Laboratory

(BNL) del 2001 intitolato “Regulations on Photovoltaic Module Disposal and Recycling”.

Materiale	Valutazioni Effettuate		Limiti di legge	Risultati TCLP
	cella	modulo	valore limite	dati
x-Si	g/kg	g/kg	mg/L	mg/L
Ag	52	3,4	5	0-0.1
Pb	-	1	5	3-6.6
CuInSe₂				
Se	0,7	0,3	1	0,06-0,4
Cd	0,04	0,02	1	0,03-0,15
Pb	-	0,17	5	0,5-4
CdTe				
Cd	0,5	0,3	1	0,7-9,5
Pb	-	0,05	5	0,04-0,4

Figura - 3 (RCRA)TCLP results for x-Si, CdTe and CIS modules
Fonte: Fthenakis, 2001

Dalla tabella si osserva in particolare che, nel caso dei moduli al CdTe, i risultati ottenuti variavano all'interno di un ampio range: infatti in alcuni casi la concentrazione di cadmio misurata era minore del 30% rispetto al valore limite, mentre in altri era circa 10 volte superiore. Questa elevata variabilità non consentiva pertanto di classificare con precisione tali moduli.

Nel caso dei moduli cristallini invece, la concentrazione di piombo variava tra il 15% al di sotto del valore limite e il 30% al di sopra. Perciò, alla luce di tali risultati, il rapporto concludeva che c'erano delle possibilità che i moduli cristallini rientrassero nella categoria dei rifiuti pericolosi sotto l'RCRA in seguito al piombo utilizzato nelle leghe per saldature al Pb-Sn, e in particolare in seguito allo strato di Pb-Sn impiegato per il rivestimento degli elettrodi delle celle.

Va precisato che i dati presenti in tabella non si riferiscono ai moduli attualmente in commercio, pertanto è possibile che in seguito ai progressi della tecnologia fotovoltaica i moduli di oggi possano superare il test della procedura TCLP con minori difficoltà. Tuttavia tali risultati devono comunque far riflettere sui pericoli ambientali

dell'«end of life» derivanti dall'utilizzo di metalli pesanti come il piombo e il cadmio. Il riciclaggio dei moduli potrebbe essere la soluzione di tali problemi e potrebbe porre termine alle varie polemiche legate al loro smaltimento.

Inoltre è importante sottolineare che nel caso in cui i moduli venissero classificati come “rifiuti pericolosi” entrerebbero in ballo anche delle motivazioni di carattere economico che giustificerebbero il riciclaggio. Infatti secondo uno studio [Fthenakis e Eberspacher, 1997] i costi complessivi di riciclaggio (inclusi raccolta e trattamento) nel 1997 erano compresi tra i 300-700 \$/ton (6-14 cent/W_p). Se confrontati con i tipici costi (riferiti sempre allo stesso anno) relativi allo smaltimento dei rifiuti non pericolosi (≤ 100 \$/ton), il riciclaggio non appare come una soluzione economicamente conveniente; ma se confrontati con i costi relativi allo smaltimento dei rifiuti pericolosi (circa 1000\$/ton) esso risulta sicuramente vantaggioso sul piano economico. A maggior ragione, ciò dovrebbe valere anche al giorno d'oggi visto che le tecnologie di riciclaggio sono più mature e quindi più efficienti di prima, mentre i costi di smaltimento in discarica dei rifiuti (pericolosi e non) tendono a crescere costantemente [Fthenakis, 2000].

4.3.1 Verso un'industria fotovoltaica corretta e sostenibile

Nel suo libro bianco intitolato “Toward a Just and Sustainable Solar Energy Industry”, la SVTC fornisce una panoramica delle problematiche associate all'industria fotovoltaica, relative all'ambiente, alla salute e alla sicurezza (EHS). Esse comprendono ovviamente anche i rischi potenziali derivanti dallo smaltimento dei moduli fotovoltaici a fine vita utile. Il rapporto si conclude con una serie di raccomandazioni da seguire allo scopo di rendere l'industria fotovoltaica realmente sostenibile, pulita e “verde”.

La notevole diffusione dell'energia solare porterà grandi benefici di carattere ambientale, ma mentre il settore sta crescendo a tassi di crescita molto elevati, si presta poca attenzione ai futuri costi ambientali associati a questa rapida espansione.

L'industria fotovoltaica deve affrontare tali questioni immediatamente, altrimenti rischia di ripetere gli errori fatti dall'industria della microelettronica.

In effetti, secondo la SVTC, il settore fotovoltaico di oggi mostra molte somiglianze con la emergente industria elettronica degli anni '80, quando impianti di produzione teoricamente "puliti" inquinavano le falde acquifere della Silicon Valley, causando morte e malattie nelle comunità vicine. Così il fallimento da parte dell'industria "high tech" nel pianificare uno smaltimento sicuro dei propri prodotti «end of life» ha lasciato in eredità un' enorme marea di rifiuti elettronici a livello mondiale, causando un disastro ambientale di notevoli proporzioni specie per i paesi in via di sviluppo dove i rifiuti elettronici sono spesso trasportati per un riciclaggio più economico. Secondo alcune stime dell'EPA, ad esempio, nel 2005 negli USA sono stati generati 2,6 milioni di tonnellate di rifiuti elettronici. Di questi, solo un 12,5 % sono stati raccolti per il riciclaggio; il rimanente (più dell'87%) è stato smaltito principalmente in discarica o negli inceneritori. Del 12,5% raccolto, solo una parte è stata riciclata in maniera responsabile: si stima infatti che una percentuale compresa tra il 50 e l'80% dei rifiuti raccolti sia stata esportata nei paesi in via di sviluppo dove sono stati disassemblati e smaltiti usando tecniche rudimentali (minori costi), assolutamente non corrette da un punto di vista ambientale. Inoltre va aggiunto che una significativa quantità di rifiuti elettronici viene riciclata negli USA, sfruttando il lavoro dei prigionieri.

Molto similmente ai rifiuti elettronici, i moduli fotovoltaici lasceranno una pesante eredità tossica in assenza di una qualche forma di intervento mirato. Per evitare il ripetersi della passata esperienza e quindi il verificarsi di una nuova enorme ondata di

rifiuti elettronici, è necessario pertanto assicurare che i moduli fotovoltaici giunti a fine vita vengano riciclati in maniera responsabile, dove per “riciclaggio responsabile” si intende che i rifiuti non vengano trasportati nei paesi in via di sviluppo al fine di essere disassemblati o che non siano riciclati sfruttando il lavoro dei prigionieri.

Un’opzione potrebbe essere quella di riciclare i moduli contenenti metalli tossici presso gli impianti che riciclano in maniera ecologicamente corretta i rifiuti elettronici, o presso le imprese che riciclano le batterie contenenti piombo e cadmio, in modo da tenere lontane le sostanze tossiche dagli inceneritori o dalle discariche.

Va detto tuttavia che quest’ultime compagnie, che si occupano del recupero dei rifiuti pericolosi, sono spesso low-tech e necessitano pertanto di attività di ricerca e sviluppo volte a migliorare la loro impronta ambientale. Per esempio, molte società di riciclaggio recuperano i metalli ricorrendo a delle fonderie, che sono note per i seri problemi di salute, derivanti da esposizione al cadmio, causati ai lavoratori addetti al riciclaggio e ai residenti delle comunità vicine.

Al fine di evitare l’insorgere di tali problematiche, la SVTC suggerisce alcune soluzioni volte a rendere l’industria fotovoltaica realmente “pulita” e sostenibile.

Fra le varie misure proposte, una molto importante consiste nel ritenere l’industria fotovoltaica responsabile degli impatti dei propri prodotti lungo l’intero ciclo di vita, attraverso l’introduzione della responsabilità estesa del produttore (EPR). Le compagnie fotovoltaiche dovrebbero pertanto assumersi la responsabilità del ritiro dei propri moduli e del loro corretto riciclaggio.

Ciò incentiverebbe i produttori a ridurre l’uso di sostanze tossiche all’interno di tali dispositivi e a progettare moduli che siano più facili e sicuri da riciclare.

Infine un’altra soluzione proposta dalla SVTC prevede l’ampliamento delle tecnologie di riciclaggio dei moduli fotovoltaici. Questo obiettivo può essere conseguito incoraggiando i

produttori di moduli a sviluppare processi di riciclaggio che consentano di recuperare in modo economico le piccole quantità di metalli rari contenuti in alcuni tipi di moduli ed incentivandoli ad effettuare adeguati investimenti nelle infrastrutture di riciclaggio. A tal proposito, sarebbe necessario incoraggiare le imprese fotovoltaiche a comunicare con le compagnie che hanno maturato una notevole esperienza nel campo del riciclaggio del vetro, dei componenti elettronici e delle batterie allo scopo di sviluppare lo specifico know-how necessario al riciclaggio dei moduli fotovoltaici.

Ovviamente affinché tutto ciò produca i risultati sperati, è necessaria la collaborazione di una pluralità di soggetti: governo federale, singoli governi statali, progettisti, produttori di moduli fotovoltaici e anche i consumatori (utenti finali).

4.4 Considerazioni di carattere ambientale sui moduli fotovoltaici

La non inclusione dei moduli fotovoltaici nel campo di applicazione della direttiva WEEE suscita diverse preoccupazioni circa un loro non corretto smaltimento, soprattutto alla luce della rapidissima crescita delle installazioni annuali che si è verificata negli ultimi anni e di conseguenza della fortissima crescita prevista della mole di rifiuti derivanti dai moduli giunti a fine vita.

I moduli fotovoltaici, infatti, sono costituiti per lo più da vetro e alluminio, però come si è potuto osservare nel paragrafo precedente essi contengono anche alcune delle sostanze tossiche regolate dalla direttiva RoHS. Si tratta nello specifico di piombo, cadmio e ritardanti di fiamma. Sebbene l'industria fotovoltaica sostenga che tali sostanze siano presenti in minime quantità e siano ben incapsulate all'interno della struttura dei moduli riducendo così i rischi di danno ambientale, rimangono pur sempre delle

preoccupazioni al riguardo, che potrebbero essere eliminate attraverso lo sviluppo e l'implementazione di adeguate tecniche di trattamento e riciclaggio dei moduli stessi.

4.4.1 Presenza di sostanze tossiche nei moduli

Come è stato già detto, nei moduli fotovoltaici sono presenti alcune sostanze regolamentate.

Il problema è infatti che tali sostanze, come il piombo e il cadmio, risultano molto dannose per l'ambiente e per la salute anche in piccole quantità. I metalli pesanti infatti tendono in generale a bioaccumularsi negli organismi viventi e pertanto una volta introdotti nell'aria, nell'acqua o nel suolo, possono entrare nelle catene alimentari e alla fine venire assorbite dall'organismo umano dando luogo a gravi danni per la salute in relazione alla qualità e alla quantità del metallo ingerito.

Il **piombo**, ad esempio, è un metallo particolarmente velenoso e cumulativo per le donne incinte, i feti e i bambini fino a sei anni di età, che rappresentano le fasce di popolazione più sensibili agli effetti negativi per la salute. Questa sostanza, assorbita attraverso il cibo, l'acqua o l'aria può causare danni al sistema nervoso centrale e periferico delle persone, nonché effetti al sistema endocrino, al sistema circolatorio e ai reni.

Il **cadmio** è ancora più pericoloso in quanto è cancerogeno e in questo caso c'è il rischio di effetti irreversibili sulla salute umana, accumulandosi nei reni, nelle ossa e nel sangue. L'assorbimento da parte dell'uomo può avvenire attraverso il respiro, cioè inalando particelle di cadmio, ma anche attraverso ingestione di alimenti contaminati. Gli effetti possono essere disastrosi: disfunzioni renali, disturbi della crescita, danni allo scheletro e carenze riproduttive. Gli effetti sugli animali terrestri e acquatici sono altrettanto nocivi.

Infine anche i **ritardanti di fiamma bromurati** hanno la capacità di bioaccumularsi nella catena alimentare passando così agli esseri umani con conseguenti effetti deleteri sulla salute. Essi inoltre possono trasferirsi per contatto epidermico o per inalazione.

Quindi molto similmente agli altri rifiuti elettronici, i moduli fotovoltaici lasceranno una pesante eredità tossica se verranno smaltiti in discarica o negli inceneritori. Nel primo caso infatti, il problema principale risiede nella formazione di un liquido, il percolato, che deriva dall'infiltrazione dell'acqua piovana nella massa dei rifiuti o dalla decomposizione degli stessi. L'acqua estrae così le sostanze chimiche solubili e i prodotti della decomposizione. Se i moduli fotovoltaici venissero smaltiti in discarica come normali rifiuti, i metalli pesanti in essi contenuti, quali ad esempio il piombo e il cadmio, potrebbero finire, analogamente al caso dei RAEE, nel percolato, il quale, colando sul fondo della discarica e filtrando attraverso il terreno, potrebbe raggiungere le falde acquifere inquinandole. Ciò causerebbe i problemi precedentemente accennati legati alla tossicità e alla capacità di **bioaccumulo** di tali metalli. Inoltre, oltre al piombo e al cadmio, i moduli fotovoltaici contengono altri materiali tossici, seppur meno pericolosi rispetto a quelli regolati dalla direttiva RoHS, come ad esempio il rame, il tellurio, il gallio, l'indio e il selenio. Pertanto bisogna porre particolare attenzione al modo in cui essi verranno smaltiti, se si vogliono evitare gli impatti negativi della fase del «end of life».

Anche l'incenerimento non è una soluzione adeguata dal punto di vista ambientale, poiché le sostanze tossiche contenute all'interno dei moduli andrebbero a finire fra i prodotti della combustione e di conseguenza verrebbero rilasciate nell'aria. I ritardanti di fiamma bromurati ad esempio, se bruciati, possono dare origine a diossine e furani altamente tossici [Hester e Harrison, 2009].

Ovviamente tali problemi possono essere risolti in parte attraverso soluzioni di tipo "**end of pipe**": una possibile alternativa consiste ad esempio nell'impermeabilizzare la discarica in modo da trattenere il percolato e installare dei sistemi di raccolta separati per le acque

piovane e il percolato stesso, che ogni giorno viene raccolto, canalizzato e avviato a depurazione. Nel caso degli inceneritori invece, una possibile soluzione consiste nel ricorrere a efficaci sistemi di abbattimento, a valle della combustione, delle emissioni inquinanti e del particolato, allo scopo di purificare i gas esausti.

Tuttavia, come suggeriscono le politiche europee in materia di tutela dell'ambiente e di gestione dei rifiuti, la strategia più efficace è sempre quella basata sulla prevenzione dell'inquinamento: ciò significa che occorre ridurre la produzione dei rifiuti e incentivare le operazioni di riciclaggio e recupero dei materiali al fine di minimizzare il quantitativo di rifiuti destinato allo smaltimento in discarica e di evitare i problemi precedentemente menzionati. In quest'ottica, il trattamento e il riciclaggio/recupero dei moduli fotovoltaici, se effettuati in maniera corretta, possono svolgere un ruolo molto importante, nel ridurre l'impatto ambientale associato alla gestione del «fine vita» di questi dispositivi e quindi anche il loro impatto complessivo.

Va detto però che la presenza di sostanze pericolose nei moduli (così come nei RAEE) può ostacolare le relative operazioni di riciclaggio/recupero, in quanto potrebbe generare gravi rischi per l'ambiente e per la salute delle persone, specie per chi lavora negli impianti di riciclaggio. Ciò ovviamente incide negativamente sulle possibilità di riciclaggio dei moduli fotovoltaici e dei RAEE in generale, così come sulla convenienza economica di tale soluzione. Per queste ragioni, la direttiva RoHS impone la restrizione dell'uso di certe sostanze negli AEE: la sostituzione dei materiali regolamentati infatti è la soluzione più efficace al fine di garantire una significativa riduzione dei rischi per l'ambiente e per la salute, legati alla presenza di tali sostanze.

Se quindi la direttiva RAEE si rivolge principalmente alla fase del «end of life» del ciclo di vita, la direttiva RoHS focalizza l'attenzione sulla fase di progettazione dei prodotti, agendo in maniera complementare e funzionale alla precedente.

Come è stato inizialmente evidenziato, i moduli FV non rientrano nel campo di applicazione di tali normative, tuttavia alcuni studi hanno riscontrato che ci sarebbero degli impatti significativi sul settore fotovoltaico, legati all'applicazione delle due direttive, se non fosse per il fatto che i moduli sono attualmente "esonerati" da esse. Ciò dovrebbe far riflettere, in quanto se da un lato non si vogliono sminuire gli indiscutibili vantaggi ambientali derivanti dalla fase di utilizzo di questi prodotti e legati alla produzione di energia "pulita", dall'altro non si devono nemmeno trascurare gli impatti ambientali che un loro non corretto smaltimento potrebbero generare. Diventa importante quindi considerare l'intero ciclo di vita di tali dispositivi e tenere conto, di conseguenza, anche del «end of life», in accordo con le politiche ambientali europee. Il riciclaggio e quindi una "catena chiusa di produzione" consentirebbero di chiudere in maniera virtuosa il ciclo di vita dei moduli fotovoltaici, conseguendo così importanti vantaggi sia in termini di migliore gestione dei rifiuti che di risparmio delle risorse naturali.

L'industria fotovoltaica, a conferma di quanto detto, si è resa conto che è necessario da parte sua un approccio proattivo, se vuole evitare che la Comunità Europea e gli Stati membri impongano delle misure legislative, come ad esempio l'estensione dell'ambito di applicazione della direttiva WEEE ai moduli. Tali misure infatti potrebbero, secondo l'associazione europea dell'industria fotovoltaica (EPIA), causare una serie di ripercussioni negative sullo sviluppo del settore fotovoltaico, compromettendo la competitività di tale tecnologia e quindi la possibilità di concorrere con le fonti di energia tradizionali (grid parity). Ciò ovviamente costituirebbe, sempre secondo l'EPIA, una mancanza di coerenza visto che la Comunità Europea punta a promuovere le energie rinnovabili allo scopo di vincere l'ambiziosa sfida lanciata al riscaldamento globale.

A tal fine l'EPIA, attraverso la fondazione di PV-Cycle, l'associazione europea per il riciclaggio dei moduli FV, ha favorito

il raggiungimento di un accordo ambientale a carattere volontario tra i principali produttori del settore (oltre il 70% del mercato) e mira ad ottenere un riconoscimento formale di tale accordo da parte della Commissione mediante una raccomandazione, in accordo con le disposizioni della comunicazione COM(2002)412.

Un approccio proattivo da parte dell'industria fotovoltaica dovrebbe prevedere quindi l'eliminazione dell'uso delle sostanze considerate pericolose, nonché lo sviluppo di efficaci sistemi di take-back e di riciclaggio da parte dei produttori. In particolare si dovrebbe incentivare l'adozione di tecniche di riciclaggio di "alto valore" (high value recycling), cioè di tecniche che, oltre al recupero del vetro e dell'alluminio, privilegiano anche il recupero di altri materiali di valore, come ad esempio i wafer di silicio (possibilmente intatti), i wafer rotti che potrebbero essere impiegati per la produzione del feedstock di silicio, il quale a sua volta può essere reintrodotta nel ciclo di produzione di nuovi moduli, e infine l'argento dei contatti.

L'industria fotovoltaica, in effetti, si contraddistingue per la propria reputazione di industria rispettosa e responsabile nei confronti dell'ambiente, in quanto propone una tecnologia "verde" che consente di produrre energia "pulita": questa è stata la chiave di volta del suo successo. Lo smaltimento dei moduli in discarica è pertanto una soluzione eticamente inaccettabile, che rovinerebbe l'immagine dell'industria fotovoltaica e la danneggerebbe in termini di penetrazione di mercato. Si presuppone infatti che i clienti di tali imprese siano molto sensibili alle problematiche ambientali. A maggior ragione quindi le imprese del settore dovranno assumersi anche le proprie responsabilità sull'intero ciclo di vita dei propri prodotti, garantendo una gestione sostenibile della fase dell' «end of life». In questo modo, l'industria e la tecnologia fotovoltaica diventeranno "doppiamente verdi" in quanto non si limiteranno "soltanto" a fornire energia pulita e rinnovabile, ma assicureranno anche che le odierne soluzioni al cambiamento climatico non causeranno problemi di gestione di rifiuti per le generazioni future.

Il riciclaggio non solo consente di ridurre i danni derivanti da un non corretto smaltimento dei moduli, ma permette anche di diminuire l'impatto ambientale della loro produzione, in termini di consumo delle risorse naturali e anche di energia. Il recupero, ad esempio, dell'alluminio delle cornici, del vetro di copertura, dei wafer di silicio e degli altri materiali, e il successivo impiego delle materie prime secondarie, così ottenute, come sostituto di materia prima vergine consente un notevole risparmio di risorse primarie e soprattutto di energia (quindi un minore consumo di fonti fossili), dato che i rispettivi processi di produzione risultano piuttosto energivori.

Per quanto riguarda ad esempio i moduli cristallini, i maggiori benefici si ottengono nel caso in cui si riescono a recuperare intatti i wafer di silicio, i quali possono essere reimpiegati e ri-processati per ottenere nuove celle fotovoltaiche. In effetti ciò è in linea con la direttiva WEEE che attribuisce priorità al reimpiego dei RAEE e dei loro componenti o sottosistemi, rispetto alle altre forme di recupero. Gli obiettivi di recupero, però, imposti dalla normativa in questione (compresi tra il 75 e l' 80% a seconda della categoria), pur risultando efficaci al raggiungimento di determinati obiettivi ambientali, nel caso dei moduli FV possono essere facilmente raggiunti attraverso il solo riciclaggio del vetro e dell'alluminio, per cui paradossalmente il reimpiego dei preziosi wafer, ad esempio, non sarebbe sufficientemente incentivato, dato che essi incidono mediamente poco più del 3% sulla massa complessiva di un modulo standard. Quindi, al fine di assicurare il recupero di tali componenti, così preziosi in termini di contenuto energetico, i tassi di recupero e riciclaggio andrebbero riferiti ai singoli materiali (ad esempio il silicio) piuttosto che all'intero dispositivo [Zangl, 2004].

Va detto inoltre che al giorno d'oggi, la progettazione dei moduli mira a garantire, abbastanza comprensibilmente, obiettivi di stabilità e di lunga durata del ciclo di vita: ciò ovviamente risulta vantaggioso da un punto di vista ambientale. La stessa progettazione però rende particolarmente difficoltoso e anche meno attrattivo sul

piano economico il disassemblaggio a fine vita di tali dispositivi, penalizzando di conseguenza il reimpiego dei componenti e le operazioni di riciclaggio dei moduli stessi. In generale infatti, i diversi strati che compongono il laminato sono difficili da separare, specie nelle strutture vetro/vetro. A tal proposito, alcune imprese stanno lavorando allo sviluppo di particolari soluzioni, basate sull'implementazione dei principi del Design for Disassembly e del Design for Recycling, al fine di facilitare il disassemblaggio e il recupero delle celle di silicio, evitando, in quest'ultimo caso, lo stadio della combustione indispensabile per ottenere la decomposizione dello strato di EVA e quindi per il recupero dei wafer.

4.4.2 Presenza di metalli rari nei moduli

Un'altra questione, spesso oggetto di discussioni, è il consumo, da parte di alcune tipologie di moduli, di materie prime relativamente rare e perciò costose, che costituisce un punto critico per la sostenibilità di queste tecnologie. Il bilancio "ecologico" in genere attribuisce il consumo delle risorse alla categoria di impatto "Esaurimento delle risorse Abiotiche" (ADP): essa rappresenta l'influenza della produzione sulle risorse naturali e sul loro possibile esaurimento.

A differenza dei moduli cristallini, nei quali la materia prima utilizzata, il silicio, risulta essere uno degli elementi più abbondanti sulla crosta terrestre, il funzionamento dei moduli a film sottile è legato all'impiego, anche se in piccole quantità, di alcuni metalli relativamente rari. Si tratta in particolare del tellurio impiegato nei moduli al CdTe, e dell'Indio, elemento fondamentale per la tecnologia fotovoltaica utilizzato nello strato di ITO, che funge da contatto frontale trasparente, ma soprattutto nello strato fotoattivo dei moduli al CIS/CIGS.

Secondo uno studio effettuato dal Öko-Institut e.V., Istituto di ecologia applicata, commissionato dall'UNEP (United Nations Environment Programme) [UNEP, 2009], questi materiali rientrano in una particolare categoria di metalli “critici” (si veda figura 4) soprannominati “metalli verdi minori” in quanto assumono una notevole importanza per certe “future tecnologie sostenibili” e quindi pulite, nell’ambito delle quali sono ovviamente comprese anche le tecnologie fotovoltaiche (in particolare quelle basate sui film sottili).

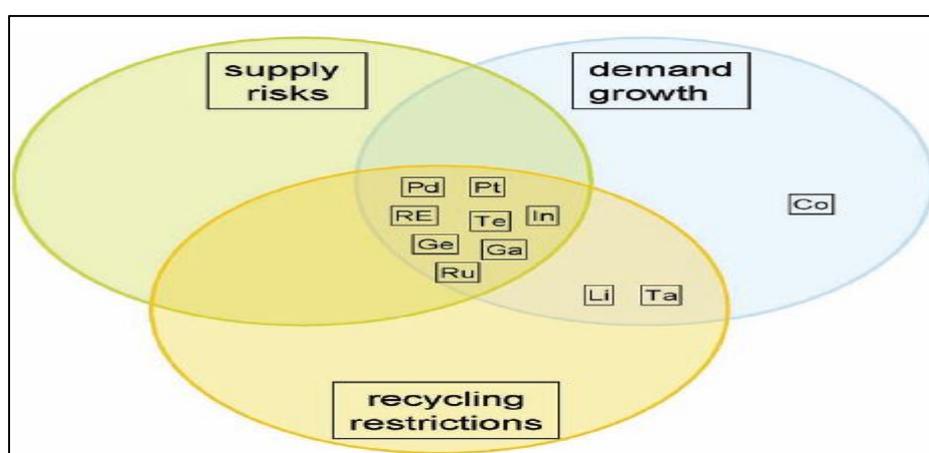


Figura 4 - Definizione di metalli critici Fonte: UNEP, 2009

Le caratteristiche che accomunano tali metalli sono:

- **La crescita della domanda;**
- **I rischi di fornitura;**
- **I vincoli di riciclaggio.**

La crescita della domanda può essere rapida o moderata; i rischi di fornitura possono essere seri o moderati a seconda della concentrazione geografica delle miniere, della scarsità fisica (le riserve sono limitate specie se confrontate con la domanda annuale di metallo) e dell’inadeguatezza strutturale o tecnica (il metallo è un prodotto minore o un sottoprodotto della produzione di altri metalli e i processi di estrazione e produzione sono caratterizzati da elevate inefficienze); infine i vincoli di riciclaggio possono essere seri o moderati in funzione di eventuali restrizioni di natura fisico/chimica, della mancanza di fattibili tecnologie/infrastrutture

di riciclaggio, del fatto che il prezzo del materiale non ne incentivi a sufficienza il recupero, e del fatto che i metalli rari sono impiegati in applicazioni dispersive (polveri e film sottili).

In particolare lo studio evidenzia che, fra tutti i metalli che soddisfano tali requisiti, l'Indio e il Tellurio risultano particolarmente critici in quanto sono gli unici (insieme al Gallio) che presentano seri rischi di fornitura in combinazione a una rapida crescita della domanda e a moderati problemi di riciclaggio.

Tali materiali pertanto necessitano di una serie di azioni coordinate al fine di ridurre il carico ambientale derivante dalla loro produzione primaria (aumentando cioè la produzione di metalli secondari) e al fine di assicurare, in accordo con il principio dello sviluppo sostenibile, la loro futura disponibilità, in modo da garantire la base di risorse necessarie a sostenere il continuo sviluppo di importanti tecnologie come quella fotovoltaica.

In quest'ottica, il riciclaggio giocherà un ruolo molto importante nei prossimi anni. Nel caso dei moduli a film sottile, lo sviluppo di efficienti tecnologie di riciclaggio che permettano di recuperare, oltre agli altri materiali presenti in più elevate percentuali, il tellurio e l'indio dai moduli giunti a fine vita, sarà fondamentale per il sostentamento e lo sviluppo di tali tecnologie, visto che, secondo le previsioni, le loro quote di mercato, come si è potuto osservare nel capitolo 3, sono destinate a crescere notevolmente e quindi anche i consumi di tali materiali relativamente rari. Analizziamo nel dettaglio le situazioni dei singoli metalli.

Secondo un'analisi geologica effettuata dallo United States Geological Survey [USGS, 2010], le riserve mondiali di tellurio nei depositi di rame ammontano a 21000 tonnellate. Esse risultano pertanto limitate in quanto lo sfruttamento di ulteriori fonti di tellurio non sono attualmente fattibili da un punto di vista economico e/o ecologico. Questo spiega perché più del 90% di tutto il tellurio è prodotto dai fanghi anodici raccolti a valle della raffinazione elettrolitica del rame. Le principali applicazioni di questo materiale sono l'uso nelle leghe ferrose e non, nei prodotti

chimici e nei catalizzatori, nell'elettronica e negli ultimi anni soprattutto nel fotovoltaico.

La domanda di tellurio sta crescendo rapidamente in seguito al boom dei moduli fotovoltaici al CdTe. Ciò potrebbe raddoppiare o anche triplicare la domanda globale di tellurio nei prossimi anni e pertanto il riciclaggio di questo metallo avrà in futuro un ruolo chiave nel soddisfare il fabbisogno di Te in seguito al progressivo esaurimento delle riserve. A tal fine dovranno essere sviluppate delle adeguate infrastrutture e tecnologie che consentano il riciclaggio post-consumo dei moduli al CdTe.

Tutto ciò quindi fornisce un'ulteriore ragione che contribuisce a sottolineare l'importanza del riciclaggio nella gestione «end of life» dei moduli fotovoltaici.

Per quanto riguarda l'Indio, le riserve mondiali oggi conosciute sono molto limitate: infatti secondo le stime dell' U.S Geological Survey [USGS, 2008], esse ammontano a 11000 tonnellate, di cui 8000 si trovano in Cina. La sua abbondanza sulla crosta continentale è compresa approssimativamente tra 0,05 e 0,024 ppm, cioè tra 0,6 e 3 volte quella dell'argento.

Tale materiale non si trova da solo, ma è presente principalmente come metallo minore nei depositi dei minerali di zinco (spalierite): esso pertanto è ottenuto quasi esclusivamente come sottoprodotto della lavorazione dello zinco. Sebbene le proprietà geochimiche dell'Indio fanno sì che si possa trovare anche insieme ad altri metalli (rame, piombo, stagno), la maggior parte dei depositi di tali metalli sono sottoeconomici per l'estrazione dell'Indio.

Tra le sue applicazioni [Fthenakis, 2009], vi sono l'uso negli schermi a cristalli liquidi (LCD) che rappresenta la principale destinazione di questo materiale (65% del consumo totale) e l'impiego nei moduli fotovoltaici (5% del consumo totale), specialmente in quelli al CIS/CIGS.

Se si considera quindi lo stato corrente di consumo di Indio primario (570-600 tonnellate annue), c'è da temere che le riserve di tale materiale potrebbero presto esaurirsi, nonostante alcune stime,

provenienti da fonti industriali (Indium Corporation) sostengano che, grazie all'aumento dell'efficienza nel recupero di Indio durante le attività estrattive, durante le attività industriali e allo sfruttamento di nuove fonti, l'Indio non corra il rischio di esaurirsi. Va evidenziato che attualmente la domanda di Indio associata alla produzione dei moduli a film sottile è molto inferiore rispetto a quella imputabile alle altre applicazioni (LCD), pertanto i moduli fotovoltaici non sono i principali responsabili della progressiva riduzione delle riserve di tale materiale. Tuttavia in futuro, a seguito della precedentemente menzionata diffusione delle tecnologie a film sottile, anche il fotovoltaico contribuirà in maniera non trascurabile al consumo delle riserve di Indio. Infatti secondo un rapporto di Nanomarkets, il fabbisogno di Indio da parte dell'industria fotovoltaica subirà una forte crescita raggiungendo nel 2016 le 228 tonnellate (Si veda figura 5).

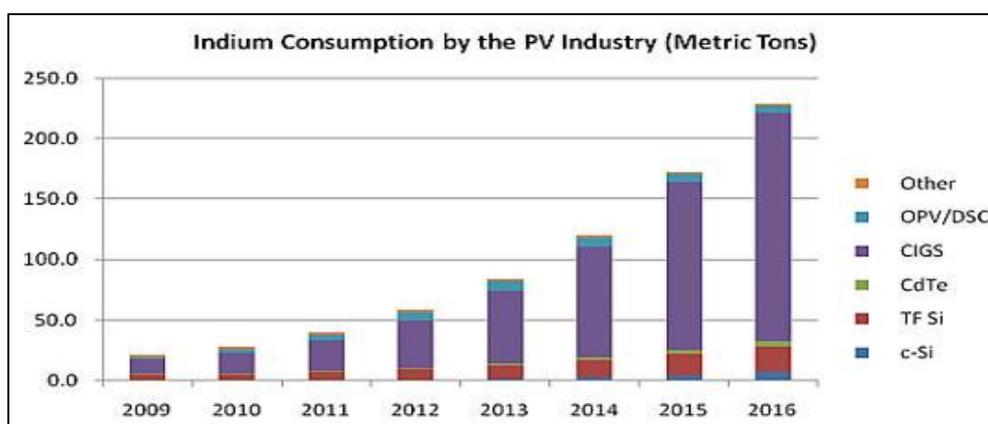


Figura 5 - Andamento del fabbisogno di Indio da parte dell'industria fotovoltaica
Fonte: Nanomarkets, 2009

Come si può osservare dal grafico e come è logico aspettarsi, nell'ambito delle tecnologie fotovoltaiche, i moduli al CIS/CIGS saranno i principali "consumatori" del prezioso materiale.

Inoltre l'incremento dell'uso dell'indio, combinato con la sua rarità ha causato una notevole instabilità nei prezzi e un forte aumento degli stessi: nel 2002 infatti negli Stati Uniti si pagavano 94\$ per un Kg di Indio, mentre tra il 2005 e il 2007 i prezzi hanno oscillato tra un minimo di 700\$/Kg e un massimo di 1000 \$/Kg.

Ancora una volta quindi, il riciclaggio dei moduli giunti alla fine del loro ciclo di vita può rappresentare una valida soluzione ai problemi di scarsità delle risorse, in quanto consentirebbe di recuperare, fra i vari materiali, anche il prezioso e raro Indio in essi utilizzato, che sarà poi reintrodotta nel ciclo di produzione di nuovi moduli. A rimarcare l'importanza del riciclaggio, c'è anche il fatto che il fabbisogno di Indio da parte dell'industria fotovoltaica è in forte competizione con il consumo di questo metallo nella produzione degli LCDs.

In generale quindi, l'Okò-Institut suggerisce, sulla base dei risultati dello studio effettuato, che per quanto riguarda questi materiali altamente critici, è necessario sviluppare al più presto delle adeguate infrastrutture per il riciclaggio post-consumo dei prodotti che li contengono, compresi i moduli fotovoltaici. Un efficace riciclaggio infatti può soddisfare il bisogno generale di conservazione delle risorse, specie nel caso di tali metalli, e il bisogno di un accesso sicuro alle materie prime più critiche. Inoltre il riciclaggio di questi materiali consente una significativa riduzione delle emissioni di gas serra (ad esempio secondo il database Ecoinvent 2.0, nel caso dell'Indio, la produzione di una tonnellata di metallo primario comporta l'emissione di 142 tonnellate di CO₂).

L'Okò-Institut propone pertanto di espandere la direttiva WEEE anche ai moduli fotovoltaici, al fine di incentivarne la raccolta e il riciclaggio post-consumo, nonché il recupero dell'Indio e del Tellurio. In questa maniera il fotovoltaico potrà soddisfare il bisogno di generazione di un'abbondante quantità di energia pulita a costi competitivi, conservando contemporaneamente le risorse per le future generazioni, in accordo con l'obiettivo ultimo dello sviluppo sostenibile.

Tuttavia vale la pena precisare che il riciclaggio post-consumo di questi metalli può presentare notevoli difficoltà, legate principalmente alla loro bassa concentrazione nei flussi di rifiuti post-consumo (applicazioni dispersive) e alla mancanza nella maggior parte del mondo di adeguati e fattibili sistemi di ritiro e

raccolta dei prodotti giunti a fine vita. A tal proposito si sottolinea nuovamente l'importanza dello sviluppo di un sistema di take-back dei moduli «end of life», in Europa e nel mondo.

5.IL CICLO DI VITA DI UN MODULO CRISTALLINO

In questo capitolo si focalizza l'attenzione sulla tecnologia del silicio monocristallino e policristallino, dato che attualmente solo le più diffuse in assoluto, rappresentando quasi il 90 % del mercato.

Così dopo aver introdotto la metodologia LCA, si è cercato di ricostruire, secondo la filosofia del “life cycle thinking”, il ciclo di vita di un modulo cristallino, percorrendo l'intera filiera fotovoltaica dall'estrazione della materia prima, la silice, fino all'assemblaggio finale del modulo, senza dimenticare la fase della vita utile e dell'«end of life».

In particolare si è posta l'enfasi sull'elevato fabbisogno di energia richiesto dalla produzione dei moduli cristallini, evidenziando gli stadi della catena produttiva che ne sono i maggiori responsabili, come ad esempio la produzione del silicio metallurgico, ma soprattutto la sua purificazione e la crescita dei lingotti da cui vengono ricavati i wafer monocristallini o policristallini.

Ciò è stato effettuato allo scopo di sottolineare l'elevato contenuto energetico dei wafer di silicio e quindi anche delle celle FV impiegate nei moduli, le quali sono ricavate a partire da queste fette di silicio.

A tal proposito, sono stati riportati i risultati di alcuni studi LCA riguardanti dei sistemi fotovoltaici grid-connected (cioè le applicazioni più comuni) in cui vengono utilizzati moduli monocristallini e policristallini.

Da tali studi è emerso infatti che le celle fotovoltaiche al silicio e in particolare i wafer contribuiscono notevolmente al consumo di energia primaria associato alla produzione dei moduli, nonostante abbiano un'incidenza minima sul peso complessivo di quest'ultimi.

Si deduce pertanto che un eventuale smaltimento in discarica dei moduli giunti a fine vita utile costituirebbe uno spreco di energia, in

quanto il contenuto energetico dei wafer andrebbe perso irrimediabilmente.

Attraverso invece l'impiego di processi di riciclaggio di elevato valore (**high value recycling**), oggi è possibile recuperare, tra i vari materiali che sono presenti in un modulo FV, anche i preziosi wafer di silicio, i quali possono essere reimpiegati nella produzione di nuovi moduli oppure utilizzati come fonte di materia prima secondaria (il feedstock di silicio), conseguendo in entrambi i casi un notevole risparmio energetico.

Il capitolo si conclude quindi con alcune osservazioni sui vantaggi del riciclaggio.

5.1 La metodologia LCA

L'LCA è uno strumento di gestione ambientale che consente di identificare e quantificare gli impatti ambientali di un prodotto, di un processo o di un'attività dalla "culla alla tomba", cioè dall'estrazione delle materie prime allo smaltimento finale del rifiuto [Dewulf e Langenhove, 2006].

Secondo la normativa ISO 14040, la metodologia LCA è una procedura standardizzata che comprende le seguenti quattro fasi:

- 1 definizione dello **scopo** e degli **obiettivi** dell'analisi;
- 2 **inventario** degli input (consumo di risorse) e degli output (rilasci nell'ambiente) durante il ciclo di vita del prodotto/processo considerato (Life-cycle Inventory, LCI);
- 3 **valutazione degli impatti** che si generano a seguito dei rilasci nell'ambiente e del consumo di risorse valutati in fase di inventario (Life-cycle impact assessment, LCIA);
- 4 **valutazione dei risultati** della fase 3 e indicazione degli eventuali **miglioramenti** da apportare (interpretazione o analisi dei miglioramenti).

La prima fase di uno studio LCA è di fondamentale importanza per le successive, in quanto definisce il campo di applicazione, cioè il contesto all'interno del quale ci si muove per effettuare lo studio, condizionando così tutte le decisioni che saranno prese più a valle e i risultati ottenuti.

Nello specifico, si definiscono i motivi che hanno portato ad effettuare una tale analisi e i tipi di problemi/quesiti ai quali si vuole rispondere attraverso lo studio LCA (ad esempio, un confronto tra le prestazioni ambientali di due prodotti o l'individuazione dei miglioramenti da apportare ad un prodotto già esistente).

In particolare si devono specificare in maniera coerente a quelli che sono gli scopi e gli obiettivi dell'analisi i seguenti aspetti:

- l'**unità funzionale** rispetto alla quale saranno riferiti tutti i dati raccolti e i risultati dell'LCA, che potranno così essere comparati con i quelli di altri studi su processi o prodotti alternativi. Ad esempio nel caso dei moduli fotovoltaici, una tipica unità funzionale spesso adottata è il m² di superficie del modulo, oppure il kWh di energia elettrica generata;
- i **confini del sistema** che si intende analizzare: inizialmente ci si concentra sul processo di manifattura cercando di individuare i passi rilevanti e i flussi di materiali e di energia, nonché le emissioni nell'ambiente ad esso associate. Successivamente si estende l'analisi a monte e a valle del processo manifatturiero, considerando l'estrazione della materia prima, i trasporti prima e dopo il ciclo produttivo, l'uso dei prodotti, il riciclaggio e lo smaltimento;
- i sistemi/processi alternativi con cui effettuare il confronto;
- i requisiti di qualità dei dati;
- assunzioni e limitazioni;
- livello di dettaglio dello studio;
- la metodologia di valutazione degli impatti che si intende adottare;

- le procedure di allocazione che saranno usate in fase di inventario;
- le procedure di verifica.

Nella fase successiva (LCI) si ricostruiscono i flussi di energia e dei materiali che attraversano i confini del sistema sia in ingresso che in uscita.

Il risultato dell'inventario è una tabella all'interno della quale i vari flussi individuati sono raggruppati in sei categorie principali: materie prime, fonti primarie di energia (rinnovabili e non), feedstock primarie, rifiuti solidi, emissioni gassose ed emissioni liquide. Questi sei parametri costituiranno la base di partenza della terza fase dell'LCA, cioè la fase di valutazione degli impatti.

Si arriva così alla LCIA, che consiste in una valutazione dei potenziali impatti sulla salute umana e sull'ambiente derivanti dall'utilizzazione delle risorse ambientali e delle emissioni identificate nel corso della LCI.

Quindi per un LCIA, gli impatti sono definiti come delle conseguenze che potrebbero essere causate dai flussi di input e output di un sistema sulla salute umana (human health and safety effects), sull'ecologia (ecological effects), sull'esaurimento delle risorse naturali (resource depletion) e sulle attività umane che interagiscono con il sistema considerato (riflessi sociali). È importante pertanto fare distinzione tra categorie di impatto (e relativi indicatori mid-point) che sono centrate sul problema e categorie di effetti (e relativi indicatori end-point) che sono invece centrati sui danni, che i risultati della fase LCI possono causare in ambiti da tutelare.

Nel dettaglio l'analisi degli impatti può essere a sua volta scomposta nelle seguenti sotto-fasi:

- individuazione delle **categorie di impatto**: una categoria d'impatto è una classe alla quale possono essere associati i risultati della LCI e che rappresenta un problema ambientale di

interesse, a cui gli input e gli output dell'inventario forniscono un contributo;

- **classificazione:** ciascun risultato della LCI può essere associato a una categoria di impatto o a più categorie di impatto sulla base di determinati meccanismi ambientali nei quali sono coinvolti;
- **caratterizzazione:** i risultati della LCI classificati all'interno di una particolare categoria di impatto sono ricondotti, con opportuni fattori di conversione, a una comune unità di misura e aggregati per dare un indicatore di impatto della categoria;
- **normalizzazione (fase opzionale):** i risultati delle varie categorie di impatto possono eventualmente essere normalizzati rispetto a dei valori di riferimento (ad esempio le emissioni totali riferite ad una certa area e ad un dato periodo di tempo) in modo da poter valutare la misura in cui un'attività contribuisce agli impatti regionali o globali;
- **valutazione (fase opzionale):** si assegna un peso ad ogni categoria di impatto sulla base dell'importanza ad essa attribuita e si moltiplicano i risultati delle categorie per tali fattori di peso, addizionando fra loro i risultati ottenuti in modo da ottenere un unico valore globale di impatto.

Le ultime due sottofasi della LCIA sono opzionali, in particolare la valutazione si rende necessaria ogni volta che, nel confronto tra due alternative, gli indicatori di categoria danno indicazioni tra loro contraddittorie.

Esistono diversi metodi di valutazione degli impatti ambientali, i quali si dividono per lo più in due principali categorie di appartenenza:

- approcci orientati al problema (ad esempio, il metodo CML 2 baseline 2000);
- metodi orientati al danno (ad esempio, il metodo Eco-indicator 99).

I primi sono chiamati anche “approcci mid-point” in quanto collegano le interazioni con l’ambiente (carichi ambientali) di un sistema prodotto (derivanti dalle emissioni, dall’uso di materiali ed energia etc. etc. individuati nella fase di inventario) a una qualche posizione intermedia tra il punto di interazione e il danno ultimo causato da quella interazione.

I metodi orientati al danno invece sono definiti anche “approcci end-point” in quanto intendono modellare i danni finali causati dalle interazioni con l’ambiente ad alcune aree di protezione come ad esempio la salute umana, le risorse naturali etc. etc.

Infine la procedura LCA si conclude con la valutazione dei risultati e l’indicazione degli eventuali miglioramenti da apportare al sistema prodotto oggetto di studio. In altre parole l’obiettivo principale di questa fase è quello di analizzare i risultati dell’LCIA al fine di individuare delle soluzioni volte ad alleggerire il carico ambientale e l’impatto globale complessivo del sistema prodotto considerato, durante il suo intero ciclo di vita.

5.1.1 Le categorie di impatto ambientale

Per quanto riguarda le principali categorie di impatto ambientale valutate durante la fase dell’LCIA, possiamo citare:

- ✓ **riscaldamento globale (GWP, global warming potential):**
l’indicatore di questa categoria (GWP) viene calcolato considerando, tra le sostanze emesse in aria, quelle che contribuiscono al riscaldamento globale del pianeta terra. Esso pertanto rappresenta il “contributo” che il sistema prodotto fornisce al problema del riscaldamento globale durante il suo ciclo di vita.

La quantità in massa di ciascuna sostanza, calcolata sull’intero ciclo di vita del sistema prodotto, viene moltiplicata per un coefficiente di peso (fattore di caratterizzazione) specifico

della sostanza, chiamato potenziale di riscaldamento globale (GWP_i , global warming potential della sostanza i -esima). Sommando poi i contributi delle varie sostanze si ottiene il valore aggregato dell'indicatore, espresso in kg di CO_2 equivalenti, che rappresenta l'impatto, in termini di riscaldamento globale che il prodotto esercita sull'ambiente, durante il suo intero ciclo di vita;

- ✓ **assottigliamento della fascia di ozono (ODP, ozone depletion potential):** la riduzione della fascia di ozono si calcola come l'indicatore precedente, ma facendo riferimento a sostanze diverse (CFC, HCFC) e con un diverso coefficiente di peso, chiamato potenziale di riduzione dell'ozono (ODP_i , Ozone depletion potential della sostanza i -esima). La sostanza presa come riferimento è in questo caso un clorofluorocarburo e precisamente il CFC-11, e quindi l'indicatore di tale categoria sarà espresso in kg di CFC-11 equivalenti;
- ✓ **acidificazione (AP, acification potential):** l'indicatore di acidificazione è legato alle emissioni in aria di particolari sostanze acidificanti quali ossidi di azoto e ossidi di zolfo. La sostanza di riferimento è la SO_2 e il coefficiente di peso prende il nome di potenziale di acidificazione (AP_i , acidification potential della sostanza i -esima). L'acidificazione si misura pertanto in kg di SO_2 equivalenti;
- ✓ **Eutrofizzazione (NP, nutrification potential):** questo indicatore valuta l'aumento della concentrazione di sostanze nutritive in ambienti acquatici. Le sostanze che concorrono a tale fenomeno sono i composti a base di azoto e fosforo. La sostanza di riferimento è il fosfato (PO_4) e il coefficiente di peso prende il nome di potenziale di nutrificazione (NP_i , nutrification potential della sostanza i -esima). L'eutrofizzazione si misura pertanto in kg di PO_4 equivalenti;
- ✓ **Formazione di smog fotochimico (POCP, photochemical ozone creation potential):** all'interno di questa categoria sono raggruppate tutte quelle sostanze organiche volatili che portano

alla formazione fotochimica (in presenza di radiazione solare) di ozono troposferico. Il fattore di caratterizzazione è chiamato potenziale di formazione di ozono fotochimico (POCP_i, photochemical ozone creation potential) e la sostanza di riferimento è l'etilene (C₂H₄): l'indicatore di conseguenza si esprime in kg di C₂H₄ equivalenti;

- ✓ **Tossicità per l'uomo e per l'ambiente (HTP e ETP, human toxicity potential e eco-toxicity potential):** l'indicatore di questa categoria di impatto è calcolato tenendo conto dei rilasci tossici (nell'aria, nell'acqua e nel suolo) per l'uomo e l'ambiente. La sostanza di riferimento è l'1,4-diclorobenzene e quindi l'indicatore di tale categoria di impatto si misurerà in kg equivalenti di tale sostanza (kg di 1,4-DB eq);
- ✓ **Esaurimento delle risorse abiotiche (ADP, abiotic resource depletion potential):** quantifica il consumo di risorse naturali come ad esempio i metalli, i minerali e i combustibili fossili. In genere si misura in kg di antimonio equivalenti (kg di Sb eq).
- ✓ **Fabbisogno di energia primaria (CED, Cumulative Energy Demand):** rappresenta la domanda complessiva, valutata sotto forma di energia primaria, che si manifesta in corrispondenza della produzione, dell'uso e dello smaltimento di un certo prodotto. In altre parole si tratta della richiesta di energia primaria relativa a tutte le fasi dell'intero ciclo di vita del sistema prodotto considerato, incluso anche il trasporto. L'unità di misura è il MJ di energia primaria equivalente (a volte è indicato con **MJ_p**). Per energia primaria si intende quell'energia nella forma in cui essa appare in natura. Per chiarire meglio il concetto, l'energia termica e l'energia elettrica non sono energia primaria, ma vengono prodotte a partire dall'energia primaria che viene messa a disposizione dalle fonti fossili (olio combustibile, carbone etc.etc.) o da quelle rinnovabili (sole, vento etc.etc.), una volta che è stata convertita in energia utile (elettrica o termica) mediante

appositi impianti. Spesso la richiesta di energia primaria relativa all'intero ciclo di vita del prodotto considerato viene chiamata anche "Gross Energy Requirement" (GER) e comprende anche l'energia di feedstock, cioè il contenuto di energia (potere calorifico) dei materiali in ingresso, potenzialmente combustibili, ma non utilizzati come tali.

Inoltre, in alcune definizioni di GER (o CED) di un materiale o di un prodotto, questi parametri sono definiti come l'input cumulativo di energia primaria calcolato lungo l'intera catena di produzione del materiale/prodotto.

5.1.2 LCA e fotovoltaico

I sistemi FV grid-connected basati sull'utilizzo dei moduli al silicio cristallino sono la soluzione di gran lunga più diffusa nelle varie installazioni.

Per di più il notevole consumo di energia primaria, che si verifica lungo il loro intero ciclo di vita, ha suscitato diverse questioni ambientali e l'interesse di molti ricercatori LCA.

Sebbene infatti un sistema fotovoltaico non consumi fonti di energia non rinnovabili (ad esempio, i combustibili fossili) durante la propria vita utile, una notevole quantità di energia è invece necessaria per la sua fabbricazione.

Ciò è vero specialmente per la tecnologia del silicio cristallino, dato che la fabbricazione dei relativi moduli e in particolare dei wafer di silicio comporta un notevole dispendio di energia se si considera, ragionando in termini di ciclo di vita, l'intera filiera fotovoltaica (dalla silice al modulo).

A oggi pertanto sono stati condotti numerosi studi LCA su tale tecnologia, al fine di valutare l'impatto ambientale dell'intero ciclo di vita dei sistemi FV cristallini e dei relativi moduli, che negli

impianti grid-connected rappresentano la principale componente, sia dal punto di vista della funzione svolta che del consumo di energia primaria.

Alla luce di quanto detto, uno degli obiettivi prioritari di questi studi è quello di verificare se l'energia prodotta, durante la vita utile di un sistema FV (moduli e BOS), sia effettivamente in grado di ripagare quella consumata nell'arco del suo intero ciclo di vita. Lo scopo ultimo di queste analisi è quindi quello di individuare delle aree prioritarie di intervento su cui agire, in modo da ridurre il notevole consumo di energia primaria associato all'intero ciclo di vita di un modulo cristallino e quindi di un sistema FV.

Per tali ragioni, quando si valutano gli impatti ambientali delle tecnologie FV, mediante un approccio LCA, i seguenti aspetti assumono generalmente una particolare rilevanza [Alsema et al., 2006]:

- **Energy Pay-Back Time (EPBT)** o tempo di recupero energetico;
- **Mitigazione delle emissioni di gas serra;**
- Emissioni tossiche;
- Rischi per la salute e la sicurezza.

La maggior parte degli studi LCA effettuati focalizza l'interesse sui primi due aspetti, a maggior ragione nel caso dei sistemi cristallini. Infatti, coerentemente con quanto detto in precedenza sulla tecnologia cristallina, tipicamente i due tipi di impatto che ricevono maggiore attenzione sono proprio il fabbisogno di energia primaria e le emissioni di gas serra (global warming potential).

L'**Energy Pay-Back Time (EPBT)** viene definito pertanto come il tempo che il sistema FV impiega a generare l'equivalente ammontare di energia consumata durante l'intero ciclo di vita del sistema stesso. In altre parole s'intende il tempo (in genere espresso in anni) necessario a ripagare il debito energetico costituito dall'energia primaria spesa durante la fase di produzione dei vari componenti del sistema (moduli e BOS) e anche durante le successive fasi di

trasporto, installazione, vita utile e decommissionamento (end of life) dell'impianto (CED, cumulative energy demand).

Tuttavia, come già detto, durante la fase di vita utile di un impianto fotovoltaico, non si verificano consumi di energia. In realtà ci sarebbero alcuni consumi attribuibili ad esempio all'inverter o ai regolatori di carica installati, ma essi sono alimentati dall'energia generata dai moduli stessi e inoltre sono di modesta entità tanto che in alcuni casi non vengono considerati.

Anche i consumi di energia associati alle operazioni di manutenzione e riparazione durante la vita utile dell'impianto vengono in genere trascurati, dato che i sistemi FV non presentano parti in movimento e tutti i componenti di un impianto (eccetto le batterie) sono garantiti a lungo. La manutenzione si limita pertanto nella maggior parte dei casi alla pulizia dei vetri dei moduli, che è agevolata anche dalla pioggia e dal vento.

Per quanto riguarda le fasi di installazione e decommissionamento, i consumi energetici ad esse associati sono in genere molto più bassi rispetto a quelli relativi alla fase di produzione dei moduli e del BOS.

Spesso inoltre molti studi LCA escludono dall'analisi la fase dell'«end of life» visto che, essendo la tecnologia fotovoltaica ancora relativamente giovane, ad oggi ci sono pochi dati disponibili riguardanti la gestione di questa fase. Infatti, le poche esperienze su cui ci si può basare si limitano soltanto ad alcuni impianti-pilota di riciclaggio e a ciò si aggiunge il fatto che non è possibile conoscere con precisione quale sarà in futuro la tecnologia di riciclaggio impiegata.

Per le ragioni sopramenzionate, tipicamente gli studi LCA, nell'analizzare il fabbisogno di energia primaria di un'installazione FV, si soffermano principalmente sulla fase di fabbricazione del sistema (moduli e BOS) che costituisce il contributo predominante, anche se sarebbe più opportuno, per una maggiore completezza dell'analisi, considerare i contributi di ciascuno stadio del ciclo di vita [Alsema et al., 1998].

L'EPBT è dato quindi dal rapporto tra l'ammontare totale di energia primaria consumata o CED (E_{input}) calcolata attraverso lo studio del ciclo di vita del sistema FV e l'energia primaria annualmente risparmiata a seguito dell'energia elettrica prodotta annualmente dall'impianto FV (E_{output}).

$$EPBT \text{ [anni]} = E_{input} \text{ [MJ}_p] / E_{output} \text{ [MJ}_p\text{/anno]}$$

Pertanto nel convertire l'energia elettrica spesa per la fabbricazione del sistema FV in energia primaria, si dovrà tenere conto del tipo di fonti energetiche da cui deriva l'elettricità utilizzata. A tal proposito, in genere si considera, fatta eccezione per la produzione del feedstock di silicio, il sistema elettrico dell'Europa Continentale (sistema elettrico UCTE).

Inoltre al fine di calcolare l'EPBT, anche l'energia elettrica generata dall'impianto FV dovrà essere convertita in energia primaria equivalente, sempre tenendo conto della composizione del mix di generazione elettrica dell'area considerata (dato che il consumo energetico valutato mediante l'approccio LCA, E_{input} , è espresso generalmente in termini di energia primaria equivalente). Anche in questo caso tipicamente si fa riferimento al mix di generazione elettrica dell'Europa Continentale.

Da ciò si deduce che l'EPBT dipende da una pluralità di fattori: dal tipo di tecnologia utilizzata (monocristallina, policristallina o film sottile); dalla presenza o meno della cornice d'alluminio; dalle strutture di sostegno impiegate; dalle dimensioni e dall'efficienza dei moduli; dal tipo di applicazioni FV (stand alone o grid-connected); dalle performance del sistema FV che sono influenzate a loro volta dal "performance ratio" dell'impianto e dall'irraggiamento (quindi dalla posizione geografica dell'impianto). Inoltre, il calcolo dell'EPBT è legato anche all'efficienza di conversione del sistema di fornitura di energia elettrica considerato (che dipende dal mix di generazione elettrica di un paese o di una determinata area geografica) e dai fabbisogni di energia primaria

relativi ai materiali impiegati per la produzione dei moduli, come il vetro e l'alluminio.

Un'importante osservazione da sottolineare è che, nel caso dei sistemi grid-connected al silicio cristallino, il consumo di energia primaria di un sistema FV (e quindi anche l'EPBT) è imputabile principalmente ai moduli, mentre il BOS contribuisce in misura molto minore al consumo energetico complessivo [Alsema e De Wild-Scholten, 2005]. Nei sistemi stand-alone invece il contributo delle batterie non può essere trascurato, mentre nei sistemi a film sottile il contributo del BOS (a parità di potenza di picco del sistema) è maggiore (rispetto a un sistema al silicio cristallino) in seguito alle minori efficienze dei moduli "thin film" e quindi alle maggiori superfici ricoperte che necessitano di una maggiore quantità di materiali per le strutture di sostegno [Jungbluth et al., 2008].

Per tali ragioni, insieme al fatto che le tecnologie cristalline e i sistemi grid-connected sono le applicazioni di gran lunga più diffuse, nel corso di questo capitolo, si focalizzerà l'attenzione principalmente sui moduli fotovoltaici cristallini e sulla loro gestione «end of life», trascurando così i componenti che formano il BOS.

Per quanto riguarda invece la valutazione delle **emissioni di gas serra (global warming potential)** durante il ciclo di vita di un impianto FV al silicio cristallino, il relativo indicatore è generalmente espresso in termini di grammi di CO₂ equivalenti emessi per ogni kWh di elettricità generata dal sistema FV (g di CO₂ eq/kWh).

Dato che ovviamente durante la vita utile di un impianto non si hanno emissioni di gas serra, tali emissioni sono riferite alla fase di fabbricazione. In particolare, esse sono strettamente legate all'energia consumata nei vari stadi della filiera **fotovoltaica** e all'energia incorporata nei materiali come l'alluminio e il vetro.

Una volta calcolato l'ammontare totale delle emissioni di gas serra (esprese in kg di CO₂ eq) associate all'intero ciclo di vita

dell'impianto FV, tale valore viene diviso per l'energia elettrica complessivamente prodotta negli anni della vita utile del sistema, ottenendo così l'entità delle emissioni di gas serra generate dall'impianto per ogni kWh di elettricità prodotta.

Ai fini di questo calcolo è necessario però fare delle ipotesi sulla durata della vita utile dell'impianto e sul fattore medio di emissione del mix di generazione elettrico del sistema considerato.

Nel caso dei sistemi a film sottile, il global warming potential, come si può intuire, è inferiore dato che i consumi energetici del loro ciclo di vita risultano molto più bassi.

In conclusione si può affermare che uno studio LCA di un sistema FV è molto complicato, poiché il calcolo di parametri come l'EPBT o le emissioni di gas serra si basa sulla conoscenza di una molteplicità di fattori (ad esempio il mix elettrico di un paese) e su numerose ipotesi che possono influenzare e far variare in modo significativo i risultati ottenuti.

5.2 I moduli cristallini: le principali fasi del ciclo di vita

Il ciclo di vita di un modulo cristallino (e quindi sostanzialmente anche di un sistema fotovoltaico) può essere suddiviso in tre fasi principali (si veda figura 1):

- **Produzione**
- **Vita utile**
- **Fine vita («end of life»)**

La prima fase comprende l'estrazione della materia prima, la produzione del polysilicon attraverso la purificazione del silicio di grado metallurgico, l'accrescimento dei lingotti (monocristallini o policristallini), il taglio dei wafer, la produzione delle celle e il loro

successivo assemblaggio nel prodotto finito che è il modulo fotovoltaico.

I moduli vengono poi installati formando così insieme al BOS (inverter, cavi, strutture di sostegno etc. etc.) l'impianto fotovoltaico. Come detto in precedenza il consumo di energia primaria associato alla produzione dei moduli cristallini è la componente principale del consumo energetico complessivo relativo alla fabbricazione di un sistema FV grid-connected, il quale comprende moduli e BOS.

La fase della vita utile, la cui durata può essere stimata pari a circa 25/30 anni, è caratterizzata ovviamente dalla produzione di energia "pulita" e si suppone che non vi siano particolari consumi energetici.

Infine si ha la fase dell'«end of life» che comprende la disinstallazione dei moduli, la loro raccolta e il successivo riciclaggio o più in generale lo smaltimento finale.

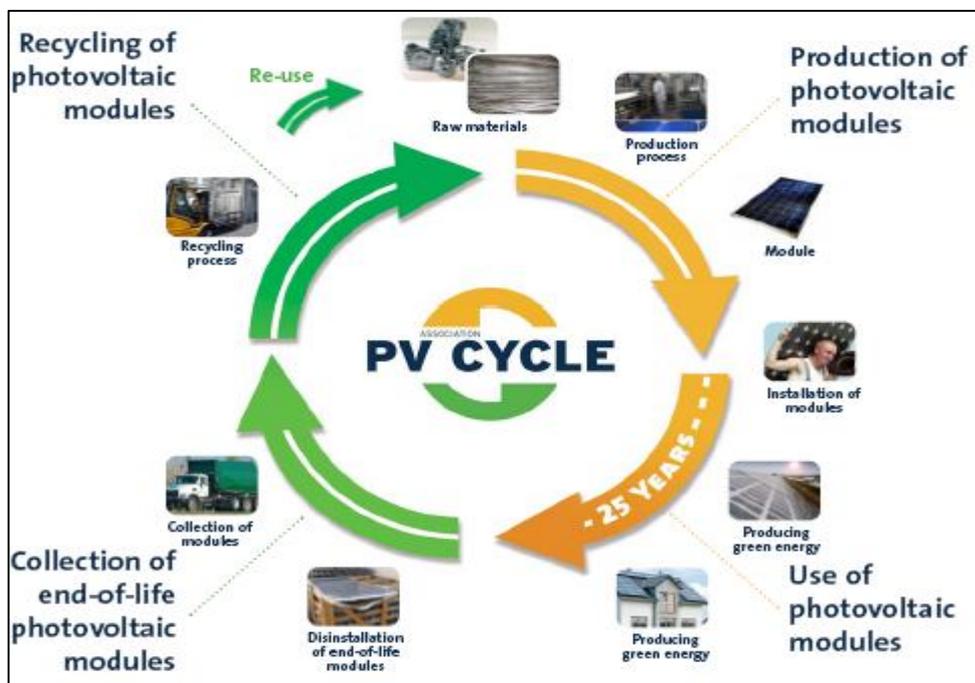


Figura 1 - Il ciclo di vita di un modulo cristallino

Ovviamente quando un sistema FV entra in questa fase, anche gli elementi che costituiscono il BOS dovranno essere gestiti in maniera adeguata, tuttavia l'attenzione del presente elaborato si focalizza

principalmente sulla gestione «end of life» dei moduli fotovoltaici che come già detto rappresentano nella maggior parte dei casi la componente principale di un'installazione FV.

Andiamo ora ad esaminare più nel dettaglio le principali fasi del ciclo di vita di un modulo cristallino al fine di capire a cosa è dovuto principalmente l'elevato consumo di energia primaria ad esso associato.

5.2.1 La produzione del silicio metallurgico

Il primo passo verso la produzione del polysilicon, cioè il silicio policristallino purificato che rappresenta la materia prima (feedstock) a partire dalla quale si ricavano i lingotti monocristallini o policristallini utilizzati per la produzione dei wafer, consiste nell'estrazione del SiO₂ dalla miniera.

La silice viene poi introdotta, insieme ad una fonte di carbonio (un misto di carbone e coke), in un forno ad arco sommerso dove la miscela viene riscaldata, mediante consumo di energia elettrica, fino ad una temperatura di circa 2000 °C. Avviene così la reazione nota come riduzione carbotermica che si può riassumere nella seguente formula:



Si ottiene così silicio liquido, CO₂ e fumi di silice [Flynn e Bradford, 2006]. Il silicio liquido viene versato fuori dalla fornace, ulteriormente raffinato e fatto solidificare. Il materiale solido a base di silicio così ottenuto è chiamato silicio di grado metallurgico (MG-Si) e viene infine frantumato fino a raggiungere le dimensioni desiderate. Il consumo di energia elettrica del processo è circa 13-14 kWh/kg di MG-Si [Stoppato, 2008].

Generalmente la maggior parte del MG-Si prodotto in un anno viene usato dall'industria dell'acciaio e dell'alluminio mentre una piccolissima frazione è destinata all'industria elettronica e fotovoltaica.

Il livello di purezza del materiale così ottenuto è circa pari al 96-99% e pertanto non è sufficiente a soddisfare i requisiti necessari affinché risulti idoneo per la produzione delle celle fotovoltaiche (o per le applicazioni elettroniche). Di conseguenza è necessaria una successiva fase di purificazione.

5.2.2 La purificazione del silicio metallurgico

Questo processo consente di ottenere il polysilicon (feedstock), cioè la materia prima utilizzata per la produzione dei wafer di silicio impiegati nella fabbricazione delle celle fotovoltaiche (polysilicon di grado solare) e delle applicazioni elettroniche come i circuiti integrati (polysilicon di grado elettronico).

In ogni caso si tratta di silicio policristallino molto puro, ottenuto dal silicio di grado metallurgico, il quale presenta, rispetto al primo, una quantità di impurità notevolmente maggiore e di conseguenza non risulta adatto né all'industria fotovoltaica né a quella elettronica.

Infatti per le celle FV, il silicio deve essere puro almeno al 99,9999 % (purezza minima 6N), mentre il silicio utilizzato nei componenti elettronici deve essere ancora più puro (purezza minima 9N).

Si è soliti distinguere pertanto tra **polysilicon di grado solare** (grado di purezza tra 6N e 8N) e **polysilicon di grado elettronico** (grado di purezza tra 9N e 11N).

In passato il settore fotovoltaico usava principalmente il silicio scartato dall'industria elettronica (silicio off-grade), non in grado di soddisfare i requisiti di purezza richiesti da quest'ultima ma sufficientemente puro da poter essere impiegato nelle celle FV.

Tuttavia con la rapida crescita del settore FV, tale fonte di materia prima non è stata più sufficiente a coprire il fabbisogno dell'industria solare, la quale ha dovuto così ricorrere alla capacità produttiva in eccesso dei produttori di polysilicon, i cui principali clienti erano le imprese del settore elettronico.

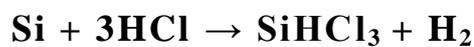
Di conseguenza la disponibilità di polysilicon per la produzione di celle FV dipendeva fortemente dalla domanda del settore elettronico con cui si trovava in competizione, causando così la carenza del prezioso polysilicon (shortage del silicio) che ha fatto temere per lo sviluppo della tecnologia fotovoltaica. Nel 2006 addirittura il consumo di silicio da parte dell'industria FV ha superato quello dell'industria elettronica. Ciò ha fornito ai principali produttori mondiali di polysilicon gli incentivi per ampliare la loro capacità produttiva, utilizzando sostanzialmente la stessa tecnologia, altamente energivora, impiegata per la produzione del polysilicon di grado elettronico (processo siemens) [Envent, 2007]. Inoltre diversi nuovi entranti, vedendo elevate opportunità di profitto, si sono introdotti nel business, e alcuni di questi hanno sviluppato delle tecnologie alternative (processi metallurgici) caratterizzate da un consumo energetico notevolmente inferiore, come ad esempio la Elkem Solar.

Oggi pertanto, la principale fonte di polysilicon per uso fotovoltaico è rappresentata grosso modo dallo stesso processo impiegato per la produzione del polysilicon di grado elettronico, anche se i produttori ne hanno semplificato alcuni stadi [IEA, 2009]. Si tratta quindi di una versione leggermente modificata del processo Siemens (**processo “siemens-modificato”**), che è caratterizzata da un consumo di energia elettrica più basso rispetto al processo Siemens standard, per via dei meno stringenti requisiti di purezza richiesti dalle applicazioni fotovoltaiche. Tuttavia nonostante le variazioni apportate, il processo risulta sempre caratterizzato da un notevole consumo energetico che in media è pari a 110 kWh di elettricità e 185 MJ di energia termica per ogni kg di polysilicon prodotto [Alsema e De Wild-Scholten, 2007].

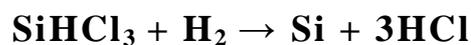
Vediamo ora di riassumere il principio di funzionamento su cui si basa il processo “siemens-modificato” (si veda figura 2), che in sostanza è analogo al processo siemens standard impiegato per le applicazioni elettroniche.

Processo Siemens Modificato:

Il primo passo prevede la reazione del silicio metallurgico (MG-Si) con l'acido cloridrico (HCl) che porta alla formazione del triclorosilano (SiHCl₃):



Il composto SiHCl₃ è liquido e viene purificato (dai cloruri) attraverso delle distillazioni frazionate multiple e in fine vaporizzato. Il gas risultante è poi introdotto insieme all'idrogeno H₂ all'interno di un reattore chimico CVD (chemical vapour deposition o deposizione chimica da vapore), detto anche reattore siemens, dove reagisce e viene fatto depositare su delle barre di silicio lunghe 1-1,5 m, le quali sono continuamente surriscaldate (1100 °C) attraverso il passaggio di corrente elettrica. La reazione che ha luogo all'interno del reattore è la seguente:



Tale processo è molto lento e prende il nome di deposizione chimica da fase di vapore. Man mano che il silicio si deposita sulle barre, queste aumentano di diametro passando circa da 0,5 cm a 10-15 cm. L'output finale è rappresentato quindi da barre di polysilicon di elevata purezza che, una volta estratte dal reattore, vengono rotte in pezzi di una determinata dimensione (chunk polysilicon).

Il principale punto debole di questa tecnologia è costituito dal mantenimento delle elevate temperature di processo che richiede un

notevole consumo di elettricità. Inoltre la bassa produttività che lo caratterizza determina consumi energetici specifici molto elevati.

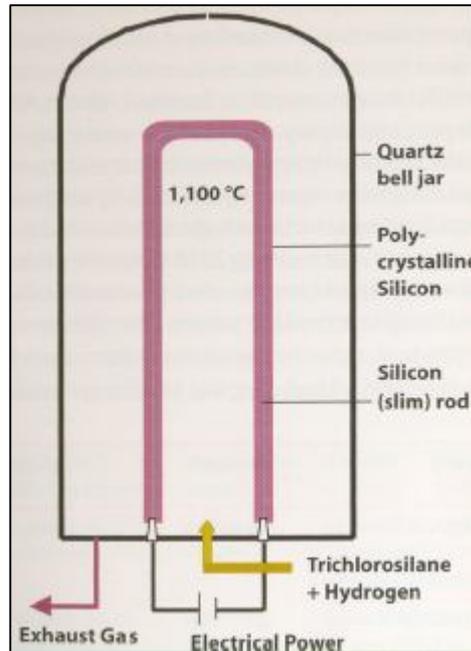


Figura 2 - Reattore Siemens CVD

Nonostante il processo “siemens-modificato” sia attualmente la soluzione più diffusa per la purificazione del silicio di grado metallurgico per uso fotovoltaico, ci sono tuttavia delle tecnologie alternative che consentono di ottenere un prodotto di qualità inferiore ma che si tratta pur sempre di polysilicon di grado solare. Il vantaggio di tali tecnologie sta nel minor consumo di energia elettrica che viene associato ad esse. Tra queste, le più importanti sono quelle del reattore a letto fluido (FBR, fluidized bed reactor) e quelle basate sui processi metallurgici. Oggi l’impiego di simili processi si sta diffondendo sempre più e in futuro potrebbero diventare la soluzione tecnologica predominante, proprio per via dei loro inferiori consumi energetici e quindi anche dei minori costi.

Fluidized Bed Reactor:

Si tratta di un processo continuo caratterizzato da una reazione a temperatura più bassa (800 °C) all’interno di un reattore a letto fluido (FBR). In esso si introducono silicio in particelle (silicon

seed) e una corrente gassosa di SiHCl_3 (ricavato sempre a partire dal MG-Si) e H_2 . Il silicio puro contenuto nel triclorosilano si deposita sulle superfici delle particelle che crescono di dimensioni fino a formare dei granuli. Si ottiene così un polysilicon di grado solare in forma granulare, con un consumo di elettricità notevolmente inferiore rispetto al processo Siemens modificato (circa 30 kWh/kg di polysilicon prodotto). In alcuni casi, al posto del triclorosilano viene usato il monosilano.

Nonostante i vantaggi in termini di consumo energetico, tale processo è adottato da un numero piuttosto ridotto di produttori di polysilicon (Wacker, REC e MEMC).

Processi metallurgici:

I processi metallurgici si differenziano dai due precedenti (processi chimici) in quanto si basano sulla purificazione diretta del MG-Si, senza passare per la fase gassosa (triclorosilano o monosilano). Anche in questi casi, i consumi di energia elettrica sono molto più bassi rispetto al processo Siemens modificato (circa 25 kWh/kg di polysilicon di grado solare prodotto).

Rientra in questa categoria di processi, quello della Elkem Solar che prevede, una volta ottenuto il MG-Si, tre stadi successivi di purificazione [Gløckner et al., 2008]. La prima fase consiste in un processo pirometallurgico ad elevata temperatura (**slag treatment**) il cui scopo principale è quello di ridurre la concentrazione di boro. Successivamente il silicio subisce un processo idrometallurgico (**leaching**) dove viene trattato con degli acidi al fine di ridurre il tenore di fosforo e delle altre impurità metalliche. L'ultimo stadio prevede la **solidificazione direzionale** che consente la rimozione delle ultime impurità ancora presenti. Si ha così la formazione di un lingotto che dovrà infine essere tagliato in blocchi di minori dimensioni, i quali poi saranno lavati con degli acidi e sottoposti a controllo di qualità (**post-trattamento**).

5.2.3 Dalla crescita del lingotto al modulo fotovoltaico

Una volta ottenuto il polysilicon di grado solare questo viene fuso per poi farlo cristallizzare nella forma di lingotti, dai quali saranno ricavati i wafer di silicio impiegati per la produzione delle celle FV. Il processo produttivo adoperato dipende dal tipo di tecnologia FV impiegata. Nel caso delle celle in silicio monocristallino, cioè quelle caratterizzate dai rendimenti più elevati, si adotta il **processo Czochralski**; mentre per le celle in silicio multicristallino, di qualità inferiore, si utilizza il processo della solidificazione direzionale (**casting**).

Il primo metodo è piuttosto lento e consuma molta energia elettrica (circa 86 kWh/kg di silicio prodotto) anche se consente di ottenere un prodotto più puro e dalla struttura più omogenea che giustifica i maggiori rendimenti di questo tipo di celle FV.

Il secondo metodo invece è caratterizzato da una maggiore produttività e minori consumi energetici, per cui il consumo specifico di energia elettrica è molto più basso (10-15 kWh/kg di silicio prodotto). Ovviamente in questo caso il materiale presenta una struttura meno omogenea e un minor grado di purezza che spiegano i più bassi rendimenti delle celle FV policristalline rispetto a quelle monocristalline.

Processo Czochralsky (crescita lingotto monocristallino):

Il lingotto è realizzato accrescendo il materiale su un seme di silicio monocristallino iniziale, posto in rotazione e tirato molto lentamente da un recipiente di quarzo (crogiolo), contenente silicio puro fuso (il polysilicon ottenuto dalla purificazione del MG-Si), a una temperatura superiore a 1400 °C (si veda figura 3). Il silicio fuso aderisce al seme monocristallino e solidifica rapidamente man mano che il seme viene estratto gradualmente dalla massa fusa. Il processo avviene in atmosfera inerte, principalmente a base di Argon,

controllando la quantità di elementi quali metalli, ossigeno e carbonio che possono limitare la qualità del materiale.

In genere mediante questo metodo vengono realizzati dei lingotti cilindrici di lunghezza 50-100 cm, con diametro fino a circa 20 cm. Ovviamente il calore necessario a mantenere la temperatura di processo viene fornito dalla corrente elettrica.

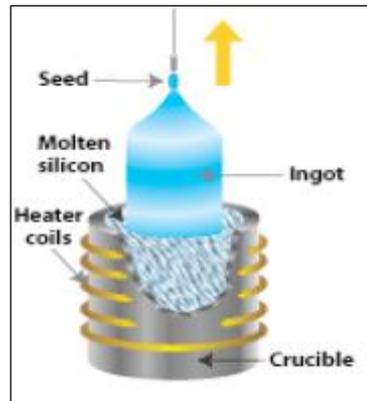


Figura 3 - Processo Czochralski

Solidificazione direzionale o Casting (crescita lingotto policristallino):

Con questo metodo il polysilicon viene fuso all'interno di un crogiolo di quarzo e versato all'interno di un altro crogiolo a base quadrata che svolge la funzione di stampo, dove viene fatto solidificare mediante un processo a temperatura controllata. La solidificazione direzionale si basa sull'estrazione controllata del calore del silicio fuso dal fondo del crogiolo, mantenendo il più possibile elevata la temperatura delle pareti e della sommità. I lingotti così ottenuti possono essere anche molto grandi (di 250-300 kg con dimensioni 70·70·25 cm circa) perciò in genere si è soliti ridurli in blocchi di più piccole dimensioni prima di tagliarli in wafer.

Una volta prodotti i lingotti monocristallini o policristallini, questi vengono tagliati mediante delle opportune seghe a filo diamantato e

ridotti a forma di fette di silicio molto sottili (wafer), le quali costituiscono la base di partenza per la produzione delle celle FV.

Qualche anno fa lo spessore dei wafer era compreso mediamente tra i 200 e i 300 μm , ma attualmente, anche in risposta allo shortage del silicio, i produttori hanno ridotto gli spessori al di sotto dei 200 μm in modo da diminuire il fabbisogno specifico di polysilicon per singola fetta e di conseguenza anche i costi.

Va detto inoltre che il processo di taglio è caratterizzato da una notevole perdita di materia prima, che contribuisce ad incrementare il consumo di materiale: infatti circa il 30-50 % del silicio viene rimosso come sfrido.

Dopo che i wafer sono stati tagliati, essi subiscono a loro volta una sequenza di fasi di lavorazioni, tra cui ad esempio l'applicazione dei contatti elettrici, come visto nel capitolo 2, ottenendo così le celle fotovoltaiche.

Queste vengono poi interconnesse tra loro ed inserite, mediante un'operazione di assemblaggio, all'interno di una struttura a sandwich fatta di più strati di materiali sovrapposti (vetro, EVA e tedlar). Il sandwich subisce successivamente un processo di laminazione in forno a 150 °C e una volta ottenuto il laminato, si applica in genere ad esso una cornice di alluminio, completando così il modulo cristallino.

Per quanto riguarda i consumi energetici delle ultime due fasi, la produzione delle celle FV e l'assemblaggio finale incidono poco sul fabbisogno complessivo di energia primaria necessaria per la fabbricazione del modulo cristallino. Inoltre il fabbisogno di energia associato all'assemblaggio finale del modulo è legato principalmente all'energia incorporata nei materiali usati, come il vetro e l'EVA.

Si deduce quindi che le fasi del ciclo di vita che incidono maggiormente sul consumo energetico complessivo di un modulo sono la produzione del polysilicon e la crescita del lingotto: ciò spiega pertanto l'elevato contenuto energetico dei wafer di silicio e quindi delle celle fotovoltaiche.

Infine, un ultimo aspetto importante da sottolineare, alla luce di quanto visto finora, è che il consumo complessivo di energia primaria di un modulo FV è costituito per lo più da energia elettrica.

5.2.4 La vita utile

I moduli fotovoltaici vengono installati e formano insieme ad altri componenti (BOS) il sistema fotovoltaico.

Quindi questa fase del ciclo di vita di un modulo è caratterizzata principalmente dalla generazione di energia elettrica, mentre, come abbiamo già detto i consumi ad essa associati, sono molto più bassi rispetto alla fase di fabbricazione dei moduli e del sistema tanto che spesso non vengono considerati.

Per quanto riguarda l'energia elettrica generata da un modulo o da un sistema fotovoltaico, che tra l'altro influenza il valore dell'EPBT, essa dipende dalla taglia (in W_p) del modulo/impianto e da una serie di altri fattori come ad esempio la località geografica in cui i moduli sono stati installati. In genere gli studi LCA effettuati su sistemi fotovoltaici grid-connected installati su tetto sono soliti assumere le seguenti ipotesi:

- **Performance ratio (PR) = 0,75;**
- **Irraggiamento (Sud Europa) = 1700 kWh/m²·anno;**
- **Irraggiamento (Europa Centrale) = 1000 kWh/m²·anno.**

L'irraggiamento annuo ovviamente dipende dalla posizione geografica dell'impianto/modulo FV e influenza l'energia elettrica che esso sarebbe teoricamente in grado di produrre per ogni kW_p installato.

Tenendo conto dei precedenti valori di irraggiamento, nel Sud Europa ad esempio, un modulo FV sarebbe teoricamente in grado di produrre **1700 kWh/ kW_p ·anno**, mentre nell'Europa Centrale **1000 kWh/ kW_p ·anno**.

Il performance ratio, invece, è un parametro che concerne la qualità di un impianto fotovoltaico, indipendentemente dalla sua ubicazione, che viene pertanto spesso definito come fattore di qualità. Esso viene espresso in percentuale e rappresenta la quota di energia realmente disponibile una volta dedotte le varie perdite energetiche riconducibili ad esempio al riscaldamento dei moduli o allo stato di pulizia dei vetri.

Moltiplicando quindi il performance ratio per l'energia teoricamente producibile, si ottiene l'energia elettrica effettivamente generata all'anno per kW_p installato (E_{output} , in $kWh/kW_p \cdot anno$).

5.2.5 L'«end of life» dei moduli FV

In genere si è soliti assumere che dopo circa 25-30 anni di vita utile, arriva il momento della dismissione dell'impianto fotovoltaico, anche se la vita stimata dei moduli sarebbe, almeno in teoria, notevolmente superiore. Infatti l'obsolescenza tecnologica e il decadimento del rendimento dei moduli, influenzato dall'inevitabile e continua esposizione agli agenti atmosferici nonché dalla naturale degradazione dei materiali, inducono l'utente verso la dismissione del sistema fotovoltaico, anche se questo è ancora in grado di funzionare e cioè, nello specifico, di produrre energia. Così i moduli, come del resto tutti gli altri componenti dell'impianto, entrano nella fase di «end of life» del proprio ciclo di vita e diventano pertanto dei rifiuti.

Nell'ambito di questa tesi e di questo capitolo, si è scelto di focalizzare l'attenzione principalmente sui moduli FV dato che in genere, nei diffusissimi sistemi grid-connected al silicio cristallino, essi costituiscono l'elemento principale del generatore FV; tuttavia occorre ricordare che anche gli altri componenti che costituiscono il BOS necessitano di un'adeguata gestione «end of life».

Questa fase prevede quindi la disinstallazione, la raccolta e il trasporto dei moduli verso un impianto di trattamento e il loro riciclaggio/smaltimento.

Alla luce di quanto visto finora, si può intuire che lo smaltimento in discarica dei moduli rappresenterebbe una soluzione inaccettabile da un punto di vista ambientale, perché costituirebbe un notevole spreco di energia, dato l'alto contenuto energetico che caratterizza le celle fotovoltaiche.

Come si vedrà in seguito, il riciclaggio dei moduli e il conseguente recupero/riutilizzo dei loro componenti e materiali di maggior valore (i wafer di silicio e quindi le celle FV) potrebbe rappresentare una valida alternativa che garantirebbe un notevole risparmio energetico, al netto ovviamente del consumo di energia associato al processo di riciclaggio stesso.

Va ribadito tuttavia che, data la relativamente giovane età della tecnologia fotovoltaica, a oggi ci sono davvero pochi dati relativi alla fase di «end of life» dei moduli fotovoltaici e le poche esperienze di riciclaggio sono limitate a degli impianti-pilota.

Fra queste meritano di essere citate quelle relative all'impianto FV di Pellworm (in Germania) e di Chevetogne (in Belgio) installati entrambi nel 1983. Il primo, costituito da 17.568 moduli multicristallini da 17 W_p, è stato dismesso nel 2005 dopo una vita utile di circa 25 anni; mentre il secondo, composto da circa 2000 moduli cristallini, è stato dismesso nel 2009 dopo un periodo di utilità di quasi 30 anni.

I moduli di Pellworm sono stati riciclati attraverso il processo sviluppato da Deutsche Solar che sarà analizzato più dettagliatamente nel successivo capitolo.

Così attraverso di esso, è stato possibile recuperare, dalle celle intatte contenute nei moduli giunti a fine vita, i wafer, i quali a loro volta sono stati riprocessati in nuove celle solari impiegate successivamente nella fabbricazione di nuovi moduli. Le celle e i wafer, che non è stato possibile recuperare intatti, sono stati invece ricristallizzati in nuovi lingotti di silicio. Ovviamente, insieme ai

wafer, sono stati riciclati anche il vetro dei pannelli (copertura anteriore e posteriore) e il metallo (acciaio inossidabile o alluminio) che costituisce la cornice.

In figura 4 invece sono riportati i dati relativi al processo di riciclaggio dell'impianto di Chevetogne i cui moduli (36 celle per modulo), con cornici in alluminio, erano caratterizzati dalla seguente struttura: vetro – EVA – celle FV – EVA – vetro.

MATERIALI	Input per modulo	% in peso	Output per modulo	% recupero
	kg	%	kg	kg
Vetro	5,93	65,82	5,75	96,96
Plastica (EVA etc.etc.)	0,94	10,43	recupero energia	-
Celle FV e celle rotte	0,26	2,89	0,22	84,62
Rame	0,09	1,00	0,07	77,78
Alluminio	1,58	17,54	1,58	100,00
Scatola di giunzione	0,21	2,33	recupero energia	-
Peso totale	9,01	100,00	7,62	84,57

Figura 4 - Processo di riciclaggio dell'impianto di Chevetogne (1876 moduli) Fonte: DirectionEnergia, 2010

In sostanza, è stata adottata in questo caso sempre la medesima tecnologia di riciclaggio di Deutsche Solar, con la differenza però che l'obiettivo è stato quello di recuperare il silicio come materia prima e non i wafer intatti per il loro successivo riutilizzo.

L'ultima colonna della tabella si riferisce alla percentuale di recupero dei vari materiali contenuti nei pannelli (recupero di materia): il vetro, l'alluminio e il rame una volta recuperati sono stati inviati al riciclaggio nelle rispettive filiere mentre dalle celle, come già detto, è stato ottenuto il silicio (per la produzione dei lingotti). In questa maniera, complessivamente è stato possibile recuperare per ogni modulo l'84,57% del suo peso. Per quanto riguarda invece le materie plastiche e la scatola di giunzione, queste sono state destinate al recupero di energia.

Va detto quindi, anche sulla base dei dati della tabella di figura 4, che le esperienze di Pellworm e di Chevetogne, nonostante siano

state condotte a livello di impianto-pilota, hanno avuto un notevole successo e pertanto dovrebbero essere prese come esempi virtuosi da seguire. In futuro però sarà necessario individuare delle soluzioni caratterizzate da un maggior grado di automatizzazione al fine di ridurre i costi di riciclaggio.

5.3 Risultati di alcuni studi LCA e osservazioni

Le fasi che vanno dalla produzione del silicio metallurgico alla crescita del lingotto (compreso il taglio dei wafer) consumano una grande quantità di energia elettrica e sono pertanto le principali responsabili degli impatti ambientali associati alla tecnologia del silicio cristallino.

Queste spiegano quindi l'elevato contenuto energetico dei wafer e ovviamente anche delle celle solari, e il motivo per cui tali componenti risultano così preziosi anche quando il modulo è giunto a fine vita utile.

Ciò sembra confermato anche dai dati-LCI raccolti per gli anni 2005/2006 nell'ambito del progetto "Crystal Clear" promosso dalla Commissione Europea, a cui hanno partecipato 11 compagnie, tra imprese fotovoltaiche europee e americane. Sulla base di questi dati, è stata condotta un'analisi degli impatti ambientali della fabbricazione dei moduli cristallini. I risultati sono mostrati in figura 5, dove sono riportati i punteggi degli impatti normalizzati, cioè rapportati ai valori delle emissioni totali riferite all'Europa Occidentale durante il 1995.

Come si può osservare dalla figura, le principali categorie di impatto sono il potenziale di riscaldamento globale e il potenziale di acidificazione: per entrambe il contributo maggiore è rappresentato proprio dalla produzione delle celle fotovoltaiche.

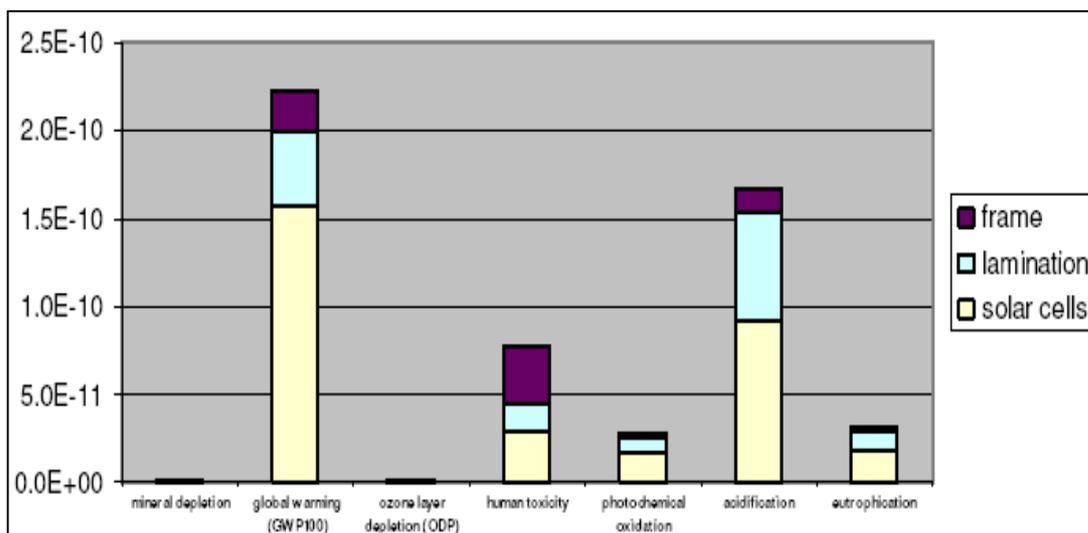


Figura 5 - Impatti ambientali normalizzati della produzione dei moduli multi cristallini per kW_p (Metodo CML 2000) Fonte: Alsema e De Wild-Scholten, 2007

Consideriamo adesso gli input di energia primaria, necessari per la produzione delle varie tipologie di moduli, disaggregati in base alle diverse fasi del processo produttivo. I risultati di quest'analisi sono riportati in figura 6 e sono espressi in termini di MJ di energia primaria equivalente per m² di superficie del modulo (MJ_p/m² di modulo). Essi si basano sui dati relativi allo stato della tecnologia tra la fine del 2005 e gli inizi del 2006.

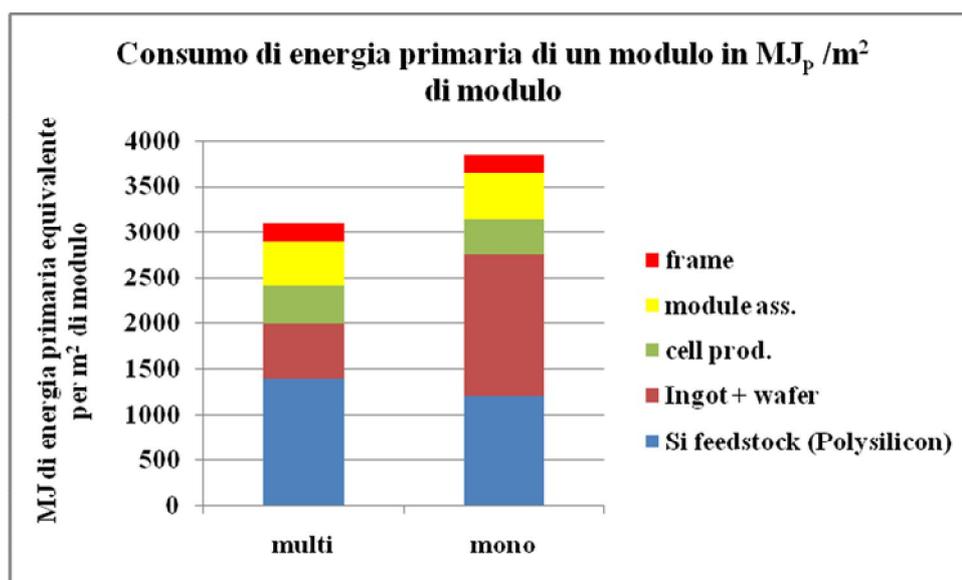


Figura 6 - Input di energia primaria per la produzione dei moduli cristallini (per m² di superficie dei moduli) - Fonte: Alsema e De Wild-Scholten, 2007

Va detto che per la valutazione del fabbisogno complessivo di energia primaria, generalmente si assume che tutta l'elettricità consumata dai vari stadi della filiera fotovoltaica è fornita dal mix di generazione elettrica dell'UCTE, fatta eccezione però per la produzione del feedstock di silicio che, essendo un processo altamente energivoro, di solito viene effettuato presso impianti di produzione situati in aree caratterizzate da un basso costo dell'elettricità. Pertanto, solo per la produzione del feedstock, si ipotizza uno specifico mix costituito da idroelettrico e turbine a gas a ciclo combinato ad alta efficienza.

Dal grafico di figura 6, si nota che il consumo di energia primaria, a parità di superficie del modulo (unità funzionale), risulta maggiore per i moduli monocristallini (circa $3700 \text{ MJ}_p/\text{m}^2$ contro i poco più di $3000 \text{ MJ}_p/\text{m}^2$ dei moduli multicristallini): la differenza è dovuta principalmente al processo impiegato per la crescita del lingotto monocristallino (metodo czochralski) che consuma molta più energia rispetto al metodo del casting.

Un ulteriore importante contributo, comune a entrambe le tecnologie cristalline, è rappresentato dalla produzione del polysilicon di grado solare (Si feedstock) che avviene tipicamente attraverso l'energivoro processo "siemens modificato".

Per quanto riguarda invece il contributo associato alla fase di assemblaggio del modulo, questo comprende anche l'energia incorporata nei materiali impiegati, come il vetro e l'EVA, che rappresenta la parte più significativa.

Infine un'altra importante osservazione che si può estrarre dal grafico è che, indipendentemente dal tipo di modulo (monocristallino o policristallino), le celle fotovoltaiche (e i wafer di silicio) costituiscono sempre le principali responsabili del fabbisogno complessivo di energia primaria ad esso associato, se si considerano insieme i consumi energetici relativi alla produzione del feedstock, alla crescita e al taglio del lingotto e alla fabbricazione delle celle solari.

Nel grafico successivo (si veda figura 7), sono riportati gli input di energia primaria di un modulo multicristallino, facendo però distinzione fra energia di processo e energia incorporata nei materiali.

Si nota in particolare che il 58% del fabbisogno complessivo viene consumato come energia di processo, mentre il restante 42% è relativo ai materiali impiegati.

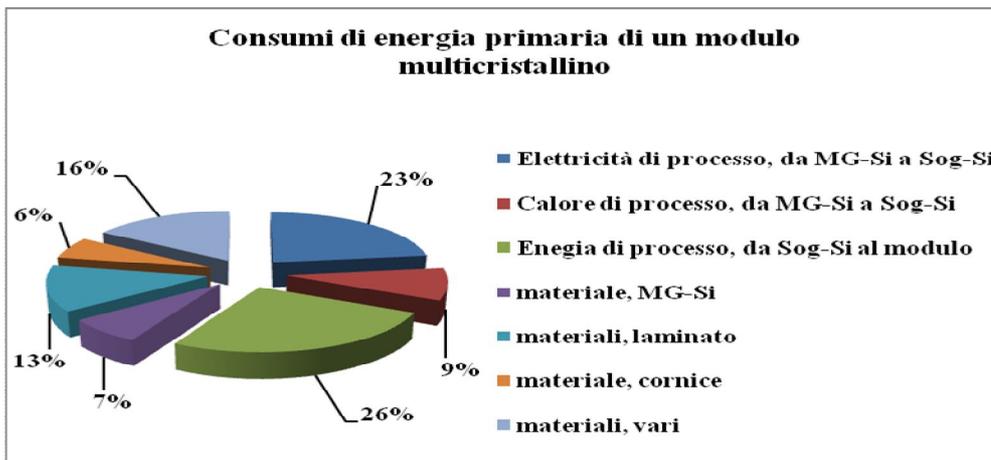


Figura 7 - Ripartizione del consumo di energia primaria tra energia di processo e energia incorporata nei materiali – Fonte: Fonte: Alsema e De Wild-Scholten, 2007

Come si evidenzia dal grafico, la maggior parte dell'energia di processo consumata da un modulo multicristallino è dovuta alla produzione del polysilicon di grado solare (Sog-Si) a cui viene attribuito più del 30% del consumo complessivo di energia.

La parte verde del grafico a torta (energia di processo da Sog-Si al modulo) è un valore % molto elevato ma va precisato che è il risultato dell'aggregazione dei consumi energetici di processo relativi a varie fasi della filiera FV, come ad esempio la crescita del lingotto (casting), il taglio dei wafer, la produzione delle celle e l'assemblaggio finale del modulo.

Per quanto riguarda invece l'EPBT, che è spesso considerato un buon indice dell'impatto e del profilo ambientale di un modulo/sistema fotovoltaico, i risultati sono mostrati nel grafico di figura 8. Questo si basa sempre sui medesimi dati raccolti nell'ambito del progetto "Cristal Clear" e riporta l'EBPT di un sistema fotovoltaico al silicio cristallino. I dati relativi al consumo

di energia primaria necessaria alla fabbricazione dei moduli si riferiscono allo stato della tecnologia tra la fine del 2005 e gli inizi del 2006 [Alsema e De Wild-Scholten, 2008].

Per il calcolo del tempo di recupero energetico è stato considerato un generico sistema FV grid-connected installato su tetto, nel Sud-Europa (irraggiamento 1700 kWh/m²·anno) con performance ratio pari a 0,75, mentre per quanto riguarda il mix di generazione elettrica (utilizzato per la conversione dell'energia elettrica generata dall'impianto in energia primaria) è stato preso come riferimento quello dell'area UCTE. Inoltre si è assunto un rendimento del 13,2% per i moduli multicristallini e del 14% per i moduli monocristallini.

Dal grafico, che sostanzialmente deriva da quello dei consumi di energia primaria di figura 6, si può osservare che l'EPBT di tale sistema è di 1,7 anni nel caso dei moduli multicristallini e di 2 anni nel caso dei moduli monocristallini. Ovviamente nell'Europa Continentale tali valori risulterebbero più elevati in seguito al minor irraggiamento annuo che influenza il calcolo dell'EPBT.

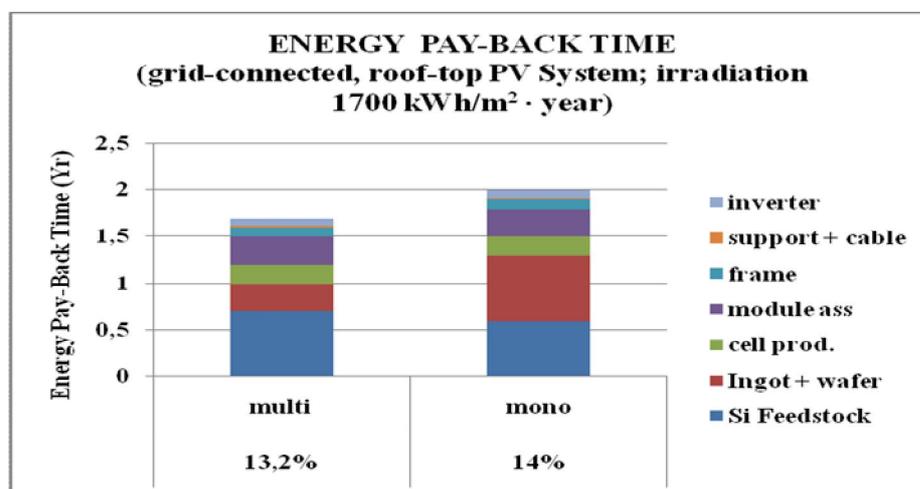


Figura 8 - Energy Pay-Back Time di sistemi FV cristallini Fonte: Alsema e De Wild-Scholten, 2008

Per i cavi e le strutture di sostegno è stato assunto un consumo complessivo di 70 MJ di energia primaria equivalente per m² di superficie del modulo, mentre per l'inverter è stato considerato un fabbisogno di 1300 MJ per kW_p installato: entrambi sono quindi

molto più bassi del fabbisogno di energia primaria necessario a un modulo cristallino (si veda figura 6).

Ciò spiega perché il BOS del sistema (inverter, cavi e strutture di sostegno) incide in misura molto limitata sull'EPBT, che dipende soprattutto dalla fabbricazione dei moduli e in particolare dei wafer di silicio (quindi anche delle celle fotovoltaiche).

In figura 9 si riporta un grafico molto simile a quello di figura 8 ma in questo caso i dati da cui esso ha avuto origine risultano essere più aggiornati (2008 per il silicio monocristallino e 2007 per il silicio policristallino) e inoltre i moduli presi come riferimento sono privi di cornice (frameless). L'EPBT è stato calcolato sempre considerando un sistema fotovoltaico grid-connected installato su tetto nel Sud-Europa e con performance ratio pari a 0,75.

Ai fini del calcolo della quantità di energia primaria risparmiata annualmente, in seguito all'introduzione nella rete elettrica dell'energia fotovoltaica generata dall'impianto, si considera, come mix di generazione elettrica, ancora una volta quello del sistema UCTE.

Si assume poi che la produzione del feedstock di silicio sia stata effettuata mediante il processo "siemens-modificato" utilizzato da REC, un'azienda integrata che opera nel settore fotovoltaico. Anche la crescita dei lingotti multicristallini e il taglio dei wafer sono ipotizzati essere effettuati usando il processo impiegato dalla medesima impresa [Sinke et al., 2009]. Infine per il calcolo dei fabbisogni di energia primaria è stato utilizzato il database Ecoinvent 2.0, mentre per la valutazione dell'EPBT è stato considerato anche il contributo della fase di «end-of-life». In altri termini ciò significa che sono stati valutati anche in consumi energetici associati alle operazioni di take-back e riciclaggio dei moduli, una volta che questi sono giunti alla fine della loro vita utile. A tal proposito quindi, trattandosi di moduli cristallini, è stato assunto che il riciclaggio venga effettuato mediante il già citato processo sviluppato da Deutsche Solar.

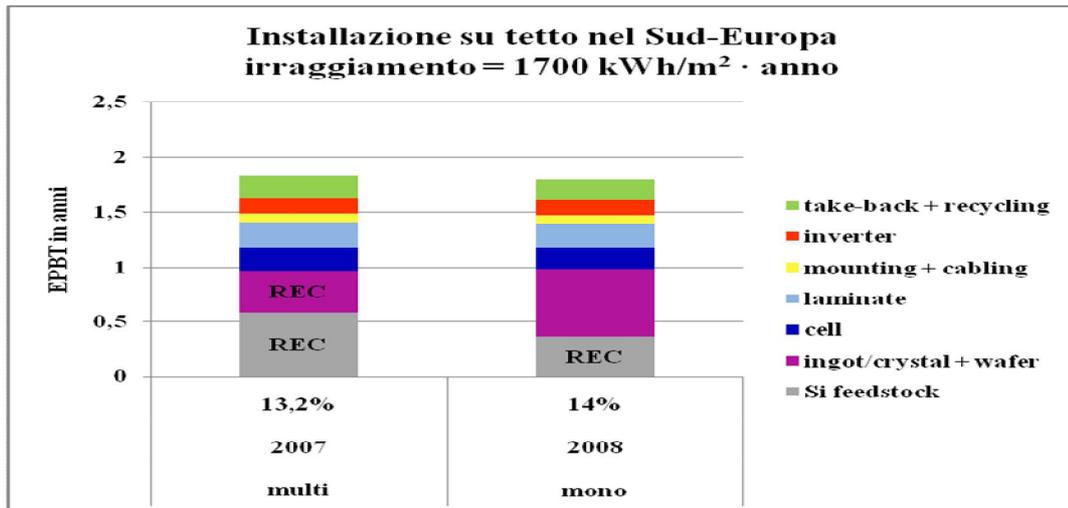


Figura 9 - Energy Pay-Back Time di sistemi FV cristallini nel 2007 e nel 2008 Fonte: Sinke et al., 2009

Da un punto di vista qualitativo, il grafico è sostanzialmente analogo a quello di figura 8, anche se si riscontra (senza tenere conto delle fasi di take-back e riciclaggio non presenti in figura 8) una leggera diminuzione dell'EPBT che può essere riconducibile all'incremento di efficienza conseguita nel tempo nei vari stadi della filiera fotovoltaica.

Infatti se si considerano soltanto i moduli fotovoltaici (ipotizzati privi di cornice), i fabbisogni di energia primaria sono stati valutati pari a 2860 e 2699 MJ_p/m² di modulo, rispettivamente per i moduli monocristallini e policristallini: questi valori in effetti, se confrontati con quelli di figura 6, a cui vanno però sottratti i consumi relativi alle cornici di alluminio, risultano più bassi.

Tuttavia in figura 9 si osserva ancora una volta che il contributo del feedstock di silicio all'EPBT complessivo è piuttosto elevato e che i wafer (e quindi le celle FV) rimangono sempre i principali componenti dell'impianto per via del loro notevole contenuto energetico che è responsabile di più del 50% dell'EPBT dell'intero sistema fotovoltaico.

Va detto però che negli ultimi anni ci sono stati alcuni sviluppi, riguardanti soprattutto la tecnologia impiegata per la purificazione del MG-Si. Alcuni produttori di feedstock, infatti, hanno incominciato da qualche anno a questa parte ad utilizzare, su scala

più ampia, delle tecnologie meno energivore rispetto al processo “siemens modificato”, come ad esempio quelle basate sul reattore a letto fluido o sulla purificazione diretta del MG-Si (processi metallurgici), le quali però non hanno raggiunto lo stesso livello di penetrazione della prima, che permette di ottenere un prodotto di qualità superiore. Esse tuttavia presentano un notevole potenziale di crescita e in futuro potrebbero diventare molto più diffuse.

Difatti, adottando tali tecnologie si possono ottenere notevoli benefici da un punto di vista energetico e quindi ambientale, dato che consumano molta meno elettricità.

A titolo di esempio, nella tabella di figura 10, si effettua un confronto, in termini di fabbisogno complessivo di energia primaria (CED), tra tre tecnologie di purificazione: processo “siemens modificato”, FBR e processo metallurgico. I dati sono espressi in MJ di energia primaria equivalente per kg di polysilicon di grado solare prodotto (Sog-Si): da questi emerge che i processi basati sulla purificazione diretta del MG-Si (processi metallurgici) sono quelli caratterizzati dal minor consumo energetico, perfino più basso della tecnologia basata sul reattore a letto fluido (FBR).

Tecnologia	Cumulative Energy Demand
Siemens Modificato	1070 MJ/kg
Reattore a letto fluido	500 MJ/kg
Processo metallurgico	300 MJ/kg

Figura 10 - Confronto tra tecnologie di purificazione
Fonte: Alsema e De Wild-Scholten, 2008

Per dare un’idea più precisa dell’entità dei vantaggi derivanti dall’impiego di queste nuove tecnologie, si propone in figura 11 un confronto in termini di EPBT tra due sistemi FV, i cui moduli sono stati fabbricati impiegando polysilicon di grado solare, ottenuto mediante due distinte tecniche di purificazione del MG-Si: il processo “siemens modificato” e il processo metallurgico sviluppato dalla Elkem Solar.

Si assume che i due sistemi FV in questione siano costituiti da moduli multi cristallini (rendimento 13,2%) e che abbiano le

medesime caratteristiche di quello di figura 8 per quanto riguarda la durata della vita utile, le condizioni di irraggiamento, il performance ratio, il tipo di installazione, etc. etc.

L'analisi inoltre è stata effettuata utilizzando l'ausilio del software LCA Simapro 7.1, i dati del database Ecoinvent 2.0 e il metodo di valutazione degli impatti "Cumulated Energy Demand" per la quantificazione dell'EPBT.

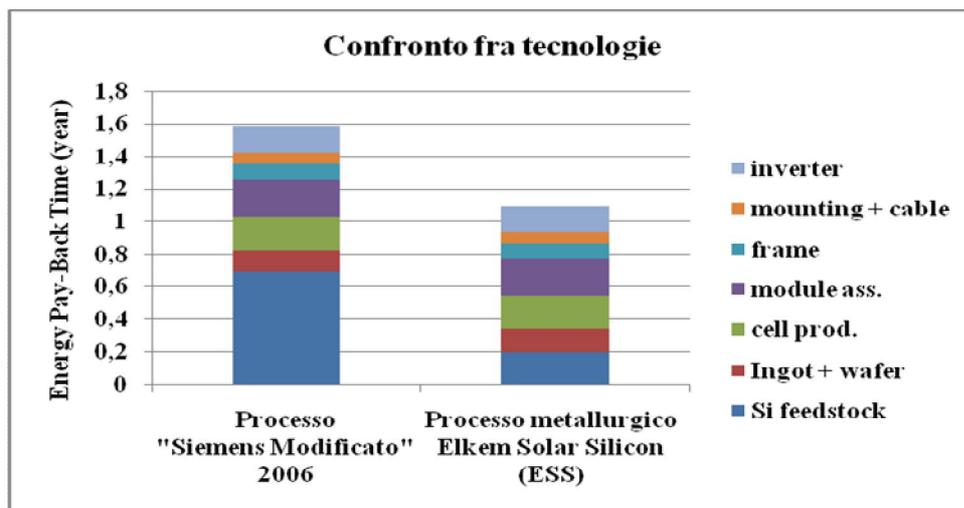


Figura 11 - Confronto dell' EPBT tra processo siemens modificato e processo metallurgico della Elkem Solar Fonte: Gløckner et al., 2008

Nel caso dei moduli prodotti con il silicio di grado solare proveniente dal processo metallurgico della Elkem Solar, il fabbisogno complessivo di energia primaria del sistema FV è di 16171 MJ/kW_p (considerando il rendimento del 13,2% dei moduli multi cristallini, corrisponde a circa 2100 MJ/m² di modulo): esso è stato calcolato, tenendo conto del mix elettrico norvegese, per quanto riguarda la valutazione del consumo energetico associato alla produzione del feedstock di silicio, dato che gli impianti di produzione sono situati appunto in Norvegia.

Come era ovvio aspettarsi, nel caso del processo metallurgico, anche se il contributo del feedstock di silicio all'EPBT del sistema non può essere trascurato, tale contributo risulta considerevolmente più basso se confrontato con il più diffuso e tradizionale processo "siemens modificato", mentre tutti gli altri contributi rimangono

invariati. Si ottiene così una significativa riduzione dell'EPBT del sistema complessivo.

Tuttavia se ci soffermiamo ad analizzare l'istogramma relativo al processo della Elkem Solar, si osserva che le celle FV e i wafer, nonostante beneficino del minore consumo energetico attribuito al processo metallurgico, forniscono sempre un notevole contributo all'EPBT del modulo, ovviamente considerando in maniera aggregata tutti gli stadi della filiera fotovoltaica che vanno dalla produzione del feestock di silicio alla fabbricazione delle celle stesse. Queste quindi risultano ancora le maggiori responsabili del fabbisogno energetico complessivo associato ad un modulo FV.

Pertanto sulla base dei numerosi studi LCA condotti sui moduli cristallini, si può concludere che le celle fotovoltaiche e in particolare i wafer di silicio presentano un contenuto energetico molto elevato, che è dovuto soprattutto alla purificazione del MG-Si e alla crescita del lingotto, i quali sono processi, specialmente il primo, che comportano un notevole dispendio di energia elettrica.

Le tecnologie di purificazione basate sui reattori a letto fluido o sui processi metallurgici garantiscono evidenti risparmi energetici ma non sono ancora abbastanza diffuse e inoltre, anche in questi casi, i wafer di silicio presentano un contenuto energetico non trascurabile. È evidente quindi che in caso di smaltimento in discarica dei moduli cristallini, la quantità di energia contenuta nelle celle e nei wafer andrebbe irrimediabilmente perduta.

Il riciclaggio dei moduli fotovoltaici potrebbe costituire così un'efficace alternativa a questo inutile spreco di energia, a patto però che non si limiti al solo recupero di quei materiali che incidono maggiormente sul peso complessivo del modulo, come il vetro e l'alluminio.

Difatti, affinché il riciclaggio risulti ancora più vantaggioso, è indispensabile recuperare dai moduli a fine vita anche i wafer di silicio, nonostante essi contribuiscano in misura molto ridotta alla composizione di un modulo FV.

In questo modo, i wafer recuperati, se privi di rotture, possono essere riutilizzati per la produzione di nuovi moduli cristallini senza passare per le fasi di purificazione del MG-Si e di crescita del lingotto, conseguendo così un notevole risparmio energetico. Per quanto riguarda invece i wafer rotti, questi, non potendo essere riutilizzati, costituiscono una preziosa fonte di feedstock, in quanto possono essere riciclati in modo da ottenere polysilicon di grado solare (materia prima secondaria) che può essere impiegato nella produzione di nuovi lingotti, evitando così la fase di purificazione del MG-Si. È necessario quindi incoraggiare simili approcci basati sull'utilizzo di tecniche di riciclaggio di elevato valore (**high value recycling**), che prevedono cioè il recupero dei materiali di maggior pregio dai moduli giunti a fine vita, se si vuole migliorare ulteriormente l'impronta ecologica di quest'ultimi.

5.4 I vantaggi del riciclaggio

I wafer di silicio che costituiscono le celle fotovoltaiche dei moduli cristallini (monocristallini e policristallini) sono dei componenti molto preziosi per via del loro elevato contenuto energetico.

I fattori che sono alla base di tale caratteristica sono stati esaminati nei paragrafi precedenti di questo capitolo: essi risiedono in alcuni stadi ben precisi della filiera fotovoltaica.

Quindi l'energia primaria complessivamente consumata per la fabbricazione dei wafer e delle celle rappresenta una quota molto significativa del totale fabbisogno energetico associato alla produzione di un modulo. Ciò risulta valido anche nel caso in cui vengano adottate, per la produzione del polysilicon di grado solare, tecnologie di purificazione del MG-Si molto meno energivore del tradizionale processo "siemens modificato".

È ovvio quindi che lo smaltimento in discarica dei moduli fotovoltaici costituirebbe uno spreco di preziose risorse e di energia,

dato che la produzione di tali risorse è avvenuta a scapito di un considerevole consumo energetico.

S'intuisce pertanto che il riciclaggio rappresenta l'unica soluzione in grado di valorizzare le risorse contenute nei moduli giunti a fine vita utile, a patto però che non si limiti all'impiego di tecnologie di riciclaggio "di basso valore", le quali si concentrerebbero quasi esclusivamente sul recupero dell'alluminio e della frazione vetrosa che, da sole, costituiscono oltre l'80% della massa di un modulo standard.

Una gestione completamente sostenibile della fase di «end of life» dei moduli deve prevedere anche il recupero dei componenti e dei materiali di maggior valore, come ad esempio i wafer di silicio, nonostante che la loro percentuale in peso sia molto bassa se confrontata con quella delle altre frazioni.

In altri termini, si parla di soluzioni di riciclaggio "di elevato valore": un esempio è offerto dal processo sviluppato da Deutsche Solar, attraverso il quale è possibile recuperare, dai moduli a fine vita, non solo il vetro e l'alluminio ma anche i wafer (quindi il silicio).

Questi possono essere riutilizzati, dopo un opportuno trattamento, nella produzione di nuovi moduli oppure, a seconda dei casi, possono essere impiegati come fonte di polysilicon secondario, sempre di grado solare, ma non ottenuto a partire dalla materia prima vergine.

In questa maniera, si evitano diverse fasi della catena produttiva, risparmiando di conseguenza i consumi energetici ad esse associati.

Per rendere un'idea dei vantaggi derivanti dal riutilizzo dei wafer, in figura 12 si riporta un confronto tra il consumo energetico di un modulo multicristallino da 160 W_p, fatto con wafer nuovi, e un modulo multicristallino di pari potenza con wafer riciclati mediante il processo di Deutsche Solar. I moduli sono costituiti da 72 celle fotovoltaiche (12,5 cm x 12,5 cm) e s'ipotizza, per il calcolo dell'energia elettrica generata annualmente, un performance ratio pari a 0,75 e un valore di irraggiamento medio pari a quello tipico

dell'Europa Continentale ($1000 \text{ kWh/m}^2 \cdot \text{anno}$) [Müller et al., 2006]. I dati presenti in tabella relativi ai consumi energetici sono espressi direttamente in termini di kWh di energia elettrica. Di conseguenza, questa volta l'EPBT è stato calcolato come rapporto tra due quantità di energia elettrica, anche se il suo significato rimane invariato.

	Moduli con nuovi wafer	Moduli con wafer riciclati	Unità di misura
Wafer production (multi)	306	-	kWh_{el}
Recycling process	-	92	kWh_{el}
Cell processing	49	49	kWh_{el}
Module assembly	45	45	kWh_{el}
Total	400	186	kWh_{el}
Energy Generation	120	120	$\text{kWh}_{el}/\text{anno}$
EPBT	3,3	1,6	anni

Figura 12 - Confronto tra un modulo nuovo e un modulo riciclato Fonte: Müller et al., 2006

Sempre in figura 12 si osserva che al processo di riciclaggio corrisponde un certo fabbisogno energetico che è dovuto principalmente ai consumi di gas naturale (energia primaria) e di energia elettrica che sono necessari allo svolgimento di alcune sue fasi (tali aspetti verranno approfonditi meglio nel capitolo successivo). L'energia primaria assorbita dal processo è stata quindi convertita in energia elettrica assumendo un'efficienza di conversione del 35%.

Va detto inoltre che i fabbisogni energetici del processo di riciclaggio sono stati calcolati tenendo conto dei dati medi rilevati presso l'impianto pilota di Deutsche Solar; mentre i consumi di energia durante le fasi di produzione dei moduli si basano sui dati del 2004. Dal confronto effettuato in tabella si deduce pertanto che il riciclaggio dei moduli risulta molto vantaggioso in quanto consente di ridurre notevolmente il consumo energetico complessivo (riduzione del 53,5 %) e quindi anche l'EPBT.

Infatti il tempo di recupero energetico di un modulo con wafer riciclati è di 1,6 anni mentre quello di un modulo con nuovi wafer è di 3,3 anni.

Sempre allo scopo di dimostrare i vantaggi derivanti dall'adozione di tecniche di riciclaggio "di elevato valore", si riportano i risultati di un'analisi effettuata sugli impatti ambientali del processo di riciclaggio del generatore FV di Pellworm, mediante l'approccio LCA [Wambach et al., 2006]. L'analisi è stata effettuata utilizzando i dati del database Ecoinvent 2000 e quelli raccolti presso l'impianto pilota durante l'esperienza di riciclaggio. Per quanto riguarda invece la valutazione degli impatti, è stato usato il metodo CML 2 baseline 2000.

Come s'intuisce dal grafico (si veda figura 13), il processo di riciclaggio prevede un trattamento termico e un trattamento chimico che, insieme all'operazione di trasporto dei moduli dal sito di installazione all'impianto pilota, determinano dei carichi ambientali (contributi positivi) che ovviamente hanno un effetto negativo sull'ambiente. A tali contributi, si oppongono quelli associati al riutilizzo dei wafer, al riciclaggio del vetro e degli altri metalli (contributi negativi) che alleviano i carichi ambientali generati dal processo stesso, producendo così un effetto benefico sull'ambiente. La somma dei contributi positivi e negativi è stata assunta pari al 100% per ogni categoria di impatto, dato che ciascuna di esse viene valutata attraverso uno specifico indicatore caratterizzato da una propria unità di misura.

Attraverso il recupero dei wafer, del vetro e dei metalli in generale (come le bandelle di alluminio usate per interconnettere le celle), si evitano gli elevati impatti ambientali dovuti alla loro produzione. Tali impatti evitati costituiscono quindi un credito che si va a sottrarre ai carichi generati direttamente dal processo di riciclaggio. In particolare, dal grafico di figura 13 si osserva che i benefici ambientali derivanti dal reimpiego dei wafer, dal riciclaggio dei metalli e del vetro (zona dei valori negativi del grafico) sono sempre

maggiori rispetto al carico ambientale del processo stesso di riciclaggio (zona dei valori positivi del grafico).

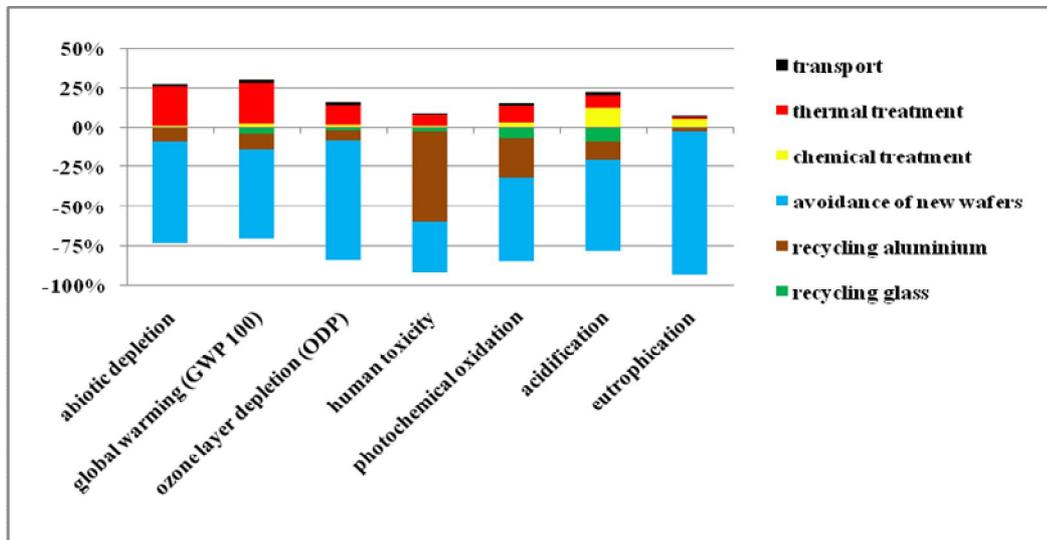


Figura 13 - Risultati dello studio LCA del processo di riciclaggio dei moduli dell'impianto fotovoltaico di Pellworm (Germania) – metodo CML baseline 2000 Fonte: Wambach et al., 2006

Si nota inoltre che le principali cause di impatto sono rappresentate dal trattamento termico, mentre gli impatti del trasporto dei moduli verso l'impianto di riciclaggio sono talmente trascurabili che si distinguono appena in figura: il loro contributo relativo è compreso infatti tra lo 0,5 e il 2%.

Per quanto riguarda invece i benefici ambientali, il contributo fornito dal recupero dei wafer di silicio è quello che assume maggiore rilevanza in quasi tutte le categorie.

In figura 14, invece, si riporta un confronto, in termini di EPBT, tra i moduli dell'impianto di Pellworm (primo ciclo di vita), un modulo realizzato a partire dai wafer recuperati dai moduli di Pellworm (secondo ciclo di vita) e un tipico modulo contenente nuovi wafer, prodotto con la tecnologia del 2004 [Bombach et al., 2006].

Il calcolo dell'EPBT si basa sulle seguenti ipotesi: irraggiamento pari a 1000 kWh/kW_p·anno e performance ratio pari a 0,75. Inoltre si assume una performance di 80 W_p/m² per i moduli di Pellworm (20 celle per modulo), una performance di 134 W_p/m² per il modulo con wafer riciclati (72 celle per modulo) e infine una performance di 142

W_p/m^2 per il modulo standard prodotto nel 2004 (72 celle per modulo).

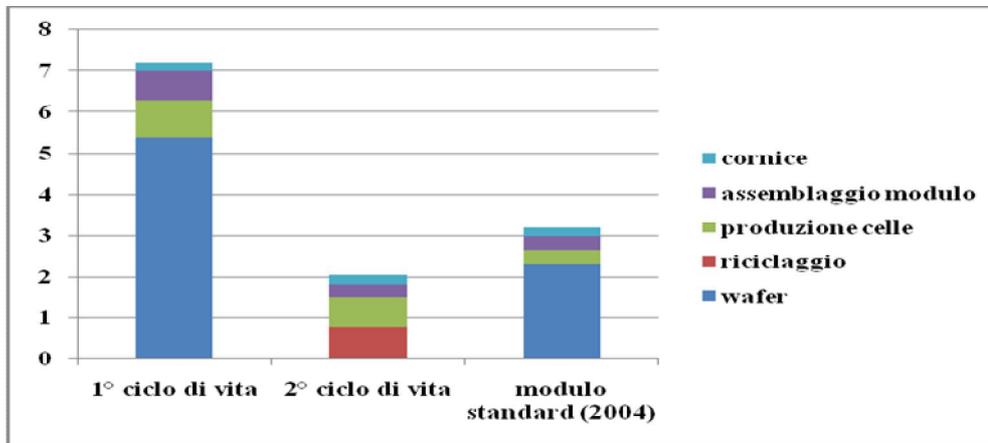


Figura 14 - Energy Pay-Back Time dei moduli di Pellworm (1° e 2° ciclo di vita) e Energy Pay-Back Time di un modulo standard (del 2004)
Fonte: Bombach et al., 2006

Dal grafico si osserva che nel caso dei moduli con wafer riciclati (2° ciclo di vita), l'EPBT non solo è inferiore rispetto ai moduli dell'impianto di Pellworm (1° ciclo di vita), ma anche rispetto a un tipico modulo del 2004.

L'elevato valore dell'EPBT dei moduli di Pellworm è dovuto anche al fatto che essi sono stati prodotti negli anni ottanta, con una tecnologia sicuramente meno avanzata (quindi caratterizzata da maggiori consumi energetici) rispetto a quella disponibile nel 2004 e nell'anno in cui l'impianto è stato riciclato (fine 2005). Inoltre tali moduli sono caratterizzati da performance inferiori rispetto agli altri e quindi, a parità di superficie, generano meno energia.

Infine, anche il processo di riciclaggio del generatore FV di Chevetogne è stato valutato attraverso la metodologia LCA (database Ecoinvent 2007, metodo di valutazione degli impatti CML 2 baseline 2000). I risultati dello studio sono presentati in figura 15 dove, analogamente al grafico di figura 13, vengono riportati per ciascuna categoria d'impatto i carichi ambientali generati dal processo di riciclaggio e quelli evitati, grazie al riciclaggio stesso dei moduli, in seguito al recupero dei materiali che li costituiscono.

Anche qui, per ciascuna categoria di impatto valutata, la somma dei contributi positivi (carichi ambientali generati dal processo di

riciclaggio) e dei contributi negativi (carichi evitati attraverso il processo di riciclaggio e recupero dei materiali) è stata assunta pari al 100%.

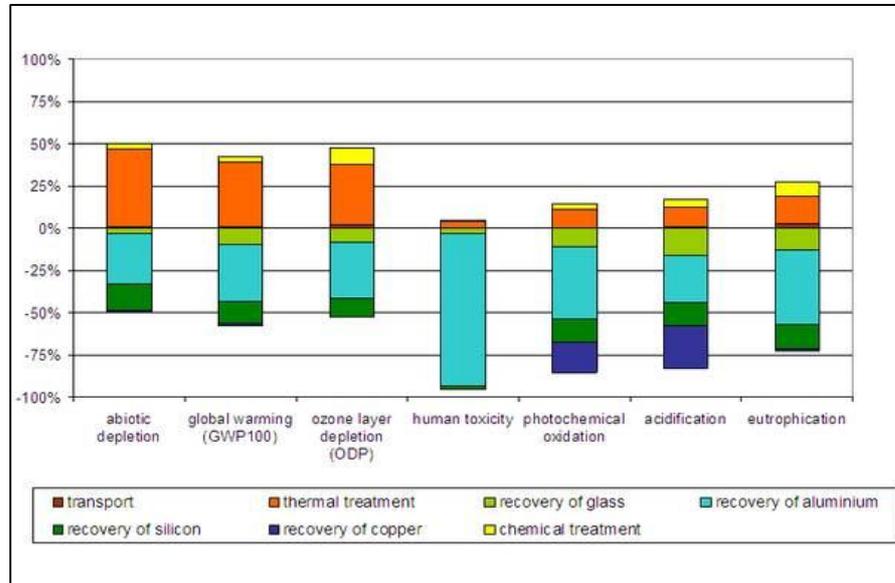


Figura 15 - Risultati dello studio LCA del processo di riciclaggio dei moduli dell'impianto fotovoltaico di Chevetogne (Belgio) Fonte: Wambach et al., 2009

Il grafico risulta molto simile a quello di figura 13: gli impatti ambientali del processo di riciclaggio sono sempre riconducibili al trattamento termico e a quello chimico che lo caratterizzano e in misura trascurabile all'operazione di trasporto dei moduli verso l'impianto pilota di Deutsche Solar.

I benefici che invece contribuiscono ad alleviare i carichi ambientali generati sono legati principalmente al recupero dell'alluminio delle cornici, del silicio dei wafer, del vetro e del rame. A differenza di Pellworm però, un riuso diretto dei wafer solari non è stato possibile a causa del tipo di celle impiegate e quindi le fette di silicio sono state sfruttate come fonte di materia prima secondaria.

Comunque, si osserva che anche nel caso di Chevetogne i vantaggi ottenuti dal riciclaggio sono maggiori rispetto ai carichi ambientali ad esso associati.

In conclusione quindi, sulla base di queste esperienze, si può affermare che l'impatto ambientale complessivo di un modulo cristallino può essere ridotto attraverso l'adozione di tecniche di

riciclaggio di elevato valore, come il processo sviluppato da Deutsche Solar.

Infatti, anche se le esperienze di Pellworm e Chevetogne sono state condotte a livello di impianto pilota caratterizzato da un basso grado di automazione, i risultati ottenuti dagli studi LCA confermano la convenienza del riciclaggio.

In futuro sarà però indispensabile un processo di riciclaggio automatizzato a produzione continua, al fine di ridurre gli impatti associati al processo stesso (attraverso una maggiore efficienza energetica) e di ridurre i costi operativi (attraverso un maggior livello di automazione) [Wambach et al., 2009].

6. SOLUZIONI DI RICICLAGGIO DI ELEVATO VALORE

È logico e intuitivo aspettarsi che il segmento di clientela a cui le imprese fotovoltaiche si rivolgono sia contraddistinto da una particolare attenzione, al di sopra della media, verso la salvaguardia dell'ambiente.

Così già agli inizi degli anni novanta gli utilizzatori finali dei moduli fotovoltaici, proprio per la loro elevata sensibilità verso le questioni e le problematiche ambientali, richiedevano ai produttori e ai distributori di questi dispositivi delle soluzioni di riciclaggio.

Quindi, gli acquirenti dei primi sistemi FV mostravano già un chiaro interesse nei confronti della fase di «end-of-life» dei moduli, in modo da conservare il valore di quest'ultimi e continuare a garantire la protezione dell'ambiente anche alla fine della loro vita utile.

Tuttavia, visto che a quei tempi la tecnologia fotovoltaica si trovava ancora ai primi stadi del proprio sviluppo e quindi la mole di rifiuti da smaltire era molto limitata, gli sforzi dei produttori si focalizzarono principalmente sullo sviluppo di soluzioni incentrate sull'integrazione dei moduli giunti a fine vita all'interno degli esistenti cicli dei materiali e dei tradizionali metodi di riciclaggio. Un esempio è offerto dalla Pilkington Solar International, un produttore di pannelli solari, che durante gli anni novanta aveva valutato la possibilità di effettuare una separazione meccanica dei materiali costituenti i moduli, all'interno di un impianto di riciclaggio per vetro laminato. Il progetto però fallì per ragioni economiche, poiché il processo non riusciva a garantire un'adeguata purezza delle frazioni di materiali recuperate, ottenendo quindi un prodotto di scarso valore, impossibile da vendere sul mercato.

Altri produttori misero a punto delle procedure di riciclaggio più specifiche per i moduli fotovoltaici, le quali però si rivelarono

imperfette o comunque non si dimostrarono particolarmente interessanti da un punto di vista economico da indurli a continuare ad investire sul loro sviluppo e sulla loro implementazione.

Inoltre da qualche tempo a questa parte, il settore del riciclaggio dei moduli ha suscitato l'interesse da parte delle imprese che si occupano dello smaltimento dei rifiuti. Tuttavia quest'ultime, dopo aver effettuato degli investimenti sbagliati riguardanti altre categorie di rifiuti, si sono dimostrate riluttanti ad impegnarsi in tecnologie altamente specializzate, preferendo l'integrazione negli esistenti processi di riciclaggio di massa, che però attualmente non sono in grado di recuperare dai pannelli usati i materiali di maggior valore, come ad esempio il silicio delle celle solari, l'argento dei contatti e i metalli rari (indio e tellurio) che formano gli strati fotoattivi dei moduli a film sottile.

Quindi, al fine di valorizzare al massimo i rifiuti derivanti dai moduli giunti a fine vita utile e le risorse in essi contenute, sono necessari dei processi di riciclaggio di elevato valore (high value recycling).

Tali soluzioni infatti si distinguono dalle altre alternative di gestione «end-of-life», sicuramente più semplici ed economiche come ad esempio il trattamento dei moduli in un impianto di riciclaggio per vetro laminato o lo smaltimento in discarica dopo aver separato la cornice di alluminio e aver effettuato un trattamento in un inceneritore di rifiuti municipali. Tali approcci di basso valore (low value recycling) hanno tutti in comune la perdita di preziose risorse, cioè dei materiali e dei componenti di maggior valore che sono presenti nei moduli (wafer/silicio, indio, tellurio etc. etc.), i quali finirebbero inevitabilmente in discarica senza essere adeguatamente valorizzati.

Va detto comunque che negli anni i principali produttori di pannelli hanno maturato diverse conoscenze e fatto notevoli passi in avanti verso lo sviluppo di soluzioni di riciclaggio di alto valore. Rientrano in questa categoria due processi che attualmente sono gli unici ad

essere presenti nel mercato e ad essere gestiti su scala reale, entrambi sviluppati da due aziende produttrici di pannelli solari:

- il processo di trattamento di Deutsche Solar (controllata di SolarWorld), sfruttato principalmente per i moduli al silicio cristallino;
- il processo di trattamento di First Solar, usato per i moduli al CdTe.

I processi per le altre tecnologie a film sottile sono invece ancora in fase di sviluppo e attualmente non è possibile prevedere ne la probabilità ne i tempi di realizzazione. In particolare, fra questi processi, si possono citare quelli sviluppati nell'ambito del progetto RESOLVED (Recovery of Solar Valuable Materials, Enrichment and Decontamination) e del progetto SENSE (Sustainability Evaluation of Solar Energy System), entrambi finanziati dall'Unione Europea.

Nei primi paragrafi del presente capitolo verranno quindi descritti i principali processi di riciclaggio a cui si è brevemente accennato sopra e si cercherà di capire se essi sono vantaggiosi da un punto di vista ambientale.

Successivamente si focalizzerà l'attenzione su alcune strategie di progettazione dei moduli fotovoltaici basate sui principi del design for recycling e finalizzate a facilitare il loro riciclaggio a fine vita utile.

Infine viene presentata l'associazione europea per il ritiro e il riciclaggio dei moduli fotovoltaici: PV Cycle. La fondazione di quest'ultima da parte delle principali aziende produttrici di pannelli (SolarWorld, Isofoton, Conenergy etc. etc.), sta ad indicare che l'industria del solare si è resa conto della necessità di un'adeguata gestione «end-of-life» dei moduli, in seguito alla fortissima crescita che il mercato fotovoltaico ha avuto negli ultimi anni e che si prevede che lo caratterizzerà anche in futuro.

6.1 Il processo di riciclaggio di Deutsche Solar

Deutsche Solar, un'importante azienda tedesca del settore fotovoltaico, ha presentato nel 2003 un impianto pilota allo scopo di valutare la fattibilità tecnica ed economica del proprio processo di riciclaggio sviluppato principalmente per gli ormai diffusissimi moduli al silicio cristallino. Lo schema del processo è riassunto in figura 1.

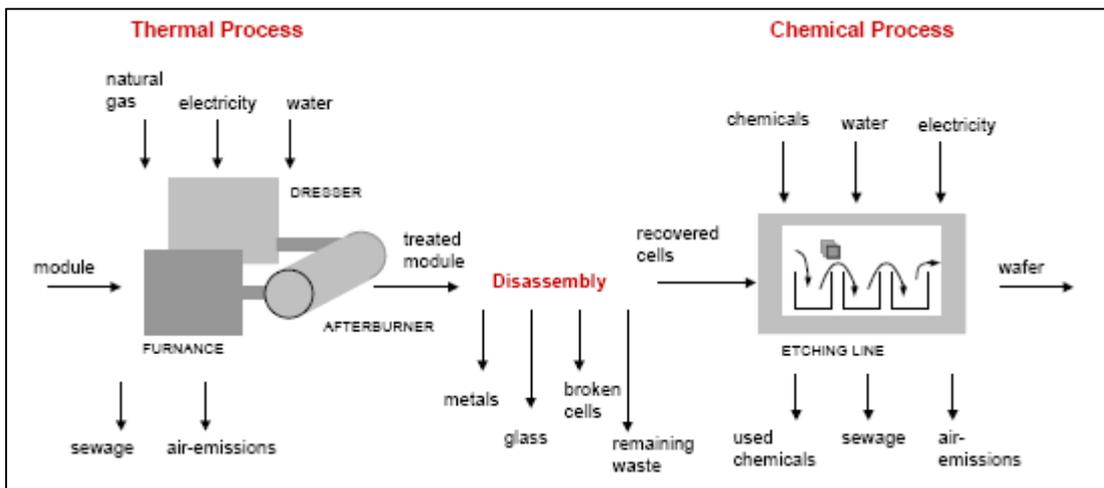


Figura 1 - Processo di riciclaggio dei moduli cristallini sviluppato da Deutsche Solar

Come è possibile osservare, la soluzione di riciclaggio di Deutsche Solar prevede due fasi principali: un trattamento termico e un trattamento chimico.

Durante il primo, i moduli «end-of-life» vengono messi in un forno di incenerimento, dove i componenti plastici (principalmente EVA e il foglio polimerico di Tedlar che costituisce la copertura posteriore) bruciano a 600°C. A tale temperatura, il materiale incapsulante, formato nella maggior parte dei casi da due strati di EVA, si decompone insieme alle altre sostanze polimeriche e così la tipica struttura a sandwich che caratterizza i moduli FV si disunisce.

Questa fase risulta di cruciale importanza al fine di garantire un disassemblaggio dei moduli rapido, semplice ed economicamente efficiente, e quindi al fine di facilitare la separazione manuale successiva [Klugmann-Radziemska e Ostrowski, 2010]. Va ricordato infatti che il disassemblaggio dei moduli è un'operazione molto

complicata, dato che la loro struttura è stata accuratamente progettata per resistere ai fenomeni atmosferici e all'infiltrazione dell'umidità.

I gas esausti generati dalla combustione (contenenti composti organici derivanti dalla decomposizione dei materiali polimerici) vengono trattati in un post-combustore e successivamente purificati mediante un sistema di abbattimento delle sostanze inquinanti (depuratore di fumi) [Bombach et al., 2005].

Dopo il disassemblaggio, i metalli (soprattutto quelli della cornice), il vetro e le celle FV vengono separati manualmente: i primi due sono inviati al riciclaggio e integrati nei rispettivi cicli dei materiali (il vetro ad esempio può essere impiegato come materia prima nel riciclaggio del vetro float). Le celle FV invece, se recuperate intatte, vengono trattate mediante un processo chimico. Lo scopo di questo ulteriore trattamento consiste, come si può vedere in figura 2, nel recuperare le fette di silicio, rimuovendo dalle celle FV in modo sequenziale e selettivo gli strati di materiali che rivestono il wafer (lo strato di metallizzazione superiore e anteriore, lo strato di rivestimento antiriflettente, nonché la giunzione n-p).

Tali operazioni si basano solitamente su una serie di bagni e attacchi chimici (etching) che utilizzano diversi composti (acido fluoridrico, acido nitrico, acido acetico, perossido di idrogeno, acqua distillata etc. etc.) i quali aggrediscono la superficie della cella scoprendo così la base di silicio, cioè il wafer, che potrà poi essere reimpiegato nella produzione di nuove celle. Ciò garantisce un notevole risparmio energetico, dato che in questo modo si evita di dover produrre il wafer a partire dalla materia prima vergine.

È importante precisare però che gli strati che ricoprono la fetta di silicio devono essere rimossi in maniera altamente selettiva se si vuole garantire che lo spessore della base si conservi il più possibile, evitando quindi un'eccessiva perdita di silicio e riducendo di conseguenza le probabilità di rottura delle fette durante il processo di riciclaggio.

Secondo uno studio di PV Cycle del 2007, i wafer così recuperati e quelli nuovi (vergini), una volta riprocessati in celle fotovoltaiche, sono di ugual valore dal punto di vista delle caratteristiche elettriche.

Durante la fase di etching inoltre, l'argento dei contatti elettrici tende a dissolversi: esso pertanto può essere recuperato mediante elettrolisi dai residui costituiti dalle sostanze acide usate, anche se oggi la riduzione del consumo di argento nelle celle rende il suo recupero sempre meno profittevole da un punto di vista economico.

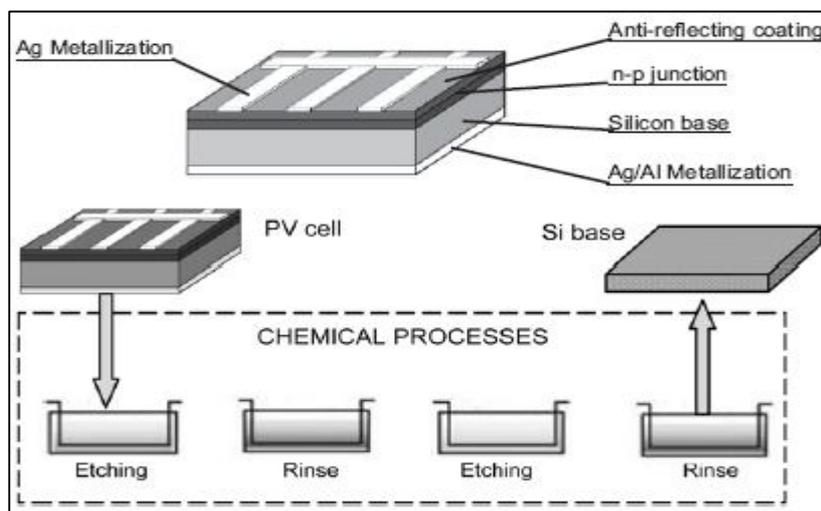


Figura 2 - Rimozione degli strati di materiali che ricoprono il wafer di silicio

Va detto tuttavia che una limitazione di questo processo è che non esiste una “ricetta universale” per il trattamento chimico. Infatti le celle solari di produttori differenti necessitano di trattamenti di etching dedicati a seconda della natura e della tipologia dei materiali di rivestimento usati.

È importante sottolineare anche che il metodo sviluppato da Deutsche Solar non consente di recuperare soltanto i wafer intatti ma permette di valorizzare anche le celle e i wafer rotti che possono essere sfruttati come fonte di materia prima secondaria (silicio di grado solare).

Si intuisce infatti che se le celle recuperate presentano bordi scheggiati, micro fessure o altri danni/rotture in generale, esse non sono riciclabili come wafer intatti: queste comunque hanno un notevole valore in quanto il silicio di cui sono costituite presenta un

contenuto energetico talmente elevato che sarebbe uno spreco se andasse perduto in discarica.

Nel dettaglio quindi, le celle e i wafer, che si sono danneggiati durante il processo di riciclaggio (ad esempio in seguito alla fase di etching) o ancora prima a causa di una mancanza di attenzione nelle operazioni di disinstallazione e trasporto dei moduli dismessi, possono essere comunque sfruttate per ottenere silicio come materia prima (secondaria), sempre dopo averle sottoposte ad un adeguato trattamento chimico che ha lo scopo di rimuovere i vari metalli presenti, usati per realizzare i contatti elettrici della cella. In questo modo si ottiene del silicio di grado solare che può essere rifiuto per la crescita dei lingotti policristallini dai quali si possono ricavare dei nuovi wafer, fatti ovviamente di materiale riciclato. Ciò evita di dover ricorrere all'estrazione del silicio metallurgico dalla silice e alla successiva fase di purificazione, risparmiando una notevole quantità di energia e evitando gli impatti ambientali che ne derivano. Inoltre è stato anche dimostrato che il recupero di silicio di grado solare dalle celle rotte è più economico rispetto al recupero dei wafer intatti.

Per quanto riguarda invece gli aspetti ecologici del riciclaggio, ovviamente al processo termico sono associati degli impatti ambientali che sono dovuti principalmente alle emissioni in aria di inquinanti (presenti nei gas di scarico) e al consumo di energia nel forno di incenerimento, nel post-combustore (gas naturale) e nel depuratore (elettricità). Per di più il sistema di depurazione consuma acqua e composti chimici, generando nel frattempo come output delle acque reflue che dovranno essere opportunamente trattate.

A questi impatti si aggiungono anche i carichi ambientali che il trattamento chimico produce in seguito all'uso dei vari composti precedentemente citati nonché al consumo di acqua ed energia (elettricità) riconducibili alla linea di etching e al depuratore dei fumi. L'acqua ad esempio, una volta utilizzata, dovrà essere inviata ad un impianto di trattamento di acque reflue. Inoltre il processo di etching rappresenta una fonte di emissioni in aria di sostanze

inquinanti, mentre gli additivi chimici usati, alla fine del processo, necessitano di essere trattati per via chimica e fisica. I fanghi che ne derivano costituiscono quindi un ulteriore rifiuto da smaltire [Müller et al., 2005].

Si rende pertanto necessaria un'analisi del processo di riciclaggio al fine di verificare se esso rappresenti una soluzione realmente sostenibile dal punto di vista ecologico e se i benefici ambientali generati superino i carichi e quindi gli impatti causati sull'ambiente dal processo stesso.

Nel caso specifico dei moduli FV, è stato dimostrato che il trattamento termico e quello chimico richiedono un notevole consumo di energia, di acqua e di varie sostanze (composti chimici) che producono impatti sull'ambiente (burden). Quest'ultimi però vengono alleviati, in maniera del tutto analoga all'esperienza di Pellworm, dai vantaggi che derivano ad esempio dal recupero del vetro, dei wafer di silicio e dei metalli in generale (disburden). A questo punto quindi si devono confrontare i vantaggi e gli svantaggi del processo di riciclaggio se si vuole ottenere una valutazione complessiva.

A tal proposito, in figura 3 vengono riproposti i risultati di uno studio LCA relativo alla metodologia sviluppata da Deutsche Solar.

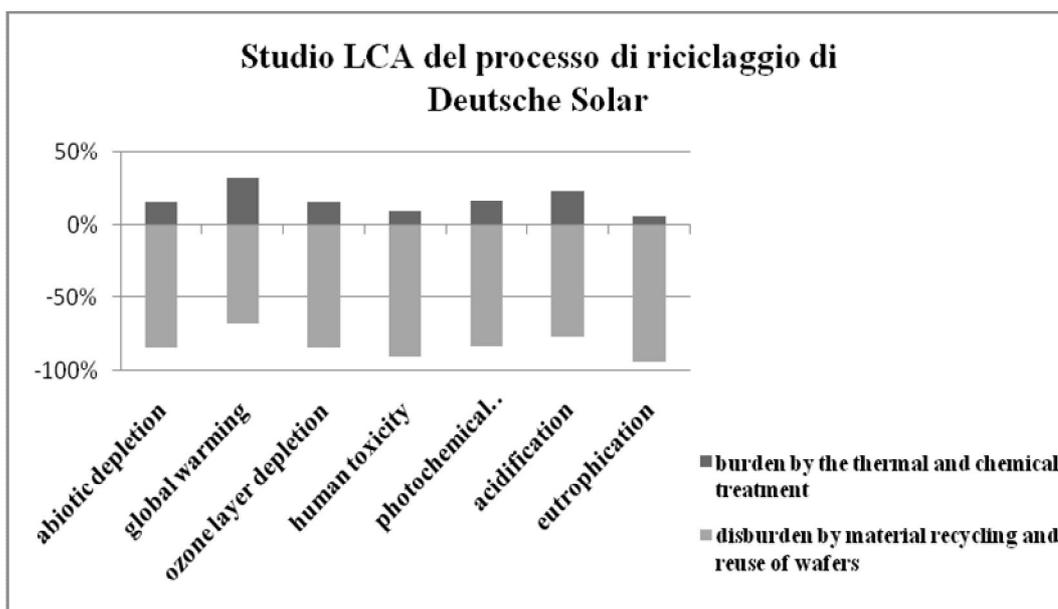


Figura 3 - Benefici e carichi ambientali del processo di riciclaggio di Deutsche Solar a confronto
Fonte: Muller et al. 2005

L'analisi di riferisce ad un modulo standard con 72 celle FV (125mm x 125mm), copertura posteriore in Tedlar e cornice in alluminio. La valutazione degli impatti ambientali è stata effettuata mediante il metodo CML2 Baseline-2000 e usando il software LCA Simapro 6.0, nonché i dati del database Ecoinvent 2000 e, per quanto riguarda il processo di riciclaggio, quelli di Deutsche Solar. Analogamente ai casi di Chevetogne e Pellworm considerati nel capitolo precedente, la somma dei contributi positivi (carichi ambientali) e di quelli negativi (benefici ambientali o crediti) è assunta pari al 100% per ciascuna categoria di impatto considerata.

Ancora una volta si riscontra che i crediti (disburden), dovuti principalmente al riciclo dei materiali e al riuso dei wafer che consente dunque di evitare la produzione di wafer vergini, sono sempre superiori rispetto ai carichi generati (burden) dal consumo di energia e dei composti chimici associati ai due stadi del processo di riciclaggio. Si è dimostrato di conseguenza il vantaggio derivante dall'adozione di una soluzione di riciclaggio di alto valore (high value recycling) come quella ideata da Deutsche Solar e si può affermare pertanto che questa strategia è in grado di ridurre l'impatto ambientale complessivo del ciclo di vita di un modulo fotovoltaico cristallino.

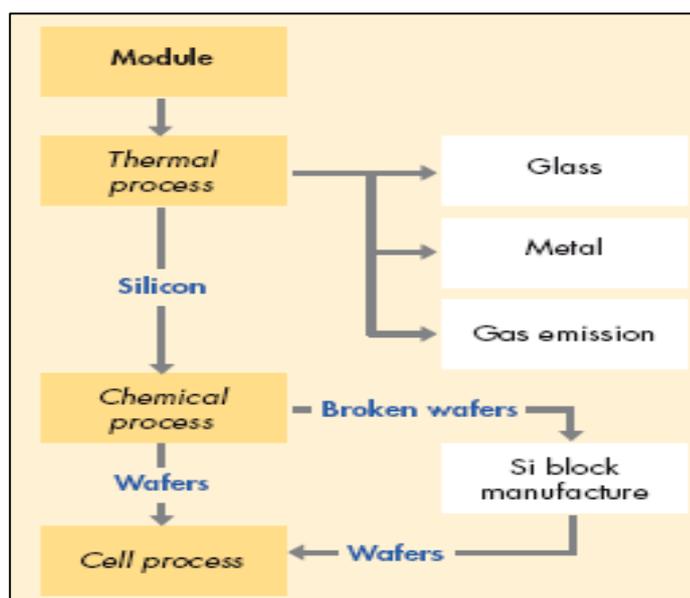


Figura 4 - Recupero wafer intatti per il riuso e recupero dei wafer rotti per la crescita dei lingotti

Infine, in figura 4 vengono riassunte le due strade in cui il processo di riciclaggio di Deutsche Solar si ramifica: il percorso principale che mira a recuperare i wafer intatti e quello secondario in cui i wafer e le celle rotte vengono sfruttati per ottenere silicio di grado solare come materia prima secondaria (Si block manufacture).

Si intuisce chiaramente che lo scopo primario della procedura sviluppata dall'impresa tedesca sia quello di recuperare i wafer non danneggiati, di modo che questi possano essere riutilizzati dai produttori di celle solari. Tale soluzione infatti da un punto di vista ambientale presenta un valore più alto rispetto al recupero del silicio come materia prima, poiché consente di evitare un maggior numero di stadi di produzione della filiera fotovoltaica.

Tuttavia il processo descritto non si è dimostrato profittevole sotto l'aspetto economico e inoltre, inseguito ai ridotti spessori delle celle solari di oggi, esso presenta non poche difficoltà a recuperare i wafer intatti. Ciò ha indotto dunque i ricercatori di Solar World (di cui Deutsche Solar è una controllata) a spostare l'attenzione sul recupero del silicio come materia prima e a pensare a dei miglioramenti che rendessero il processo di riciclaggio più efficiente possibile (maggiore livello di automazione).

6.1.1 Recenti sviluppi del processo di riciclaggio di Deutsche Solar

Il processo precedentemente descritto era nato con lo scopo di recuperare i wafer intatti dai moduli giunti a fine vita utile ed è stato presentato per fornire un valido esempio di riciclaggio di alto valore. Nel tempo però, esso è stato modificato in seguito all'insorgere di alcune necessità, senza tuttavia apportare dei cambiamenti radicali. Di seguito quindi, si cercherà di descrivere brevemente l'evoluzione verificatasi e le ragioni che ne sono state alla base.

Il trattamento termico di Deutsche Solar può recuperare una percentuale di celle intatte compresa tra lo 0 e il 98 %: la resa di tale recupero dipende dal livello di danneggiamento del pannello, dal tipo di struttura del modulo e dalle celle fotovoltaiche utilizzate. In particolare, più è basso lo spessore delle celle e più bassa sarà la resa. Pertanto se i wafer sono spessi, essi produrranno naturalmente meno rotture e le celle potranno essere sottoposte al processo di etching senza particolari accorgimenti; al contrario wafer molto sottili, avendo una ridotta resistenza meccanica, presentano delle rese troppo basse (quindi non interessanti da un punto di vista economico) e richiedono una straordinaria attenzione durante il processo chimico (in quanto potrebbero rompersi) e anche da parte dei produttori di celle FV quando riprocessano i wafer recuperati.

Così, poiché oggi gli spessori delle celle sono molto più sottili rispetto al passato ($<200\mu\text{m}$), l'obiettivo iniziale di recuperare i wafer intatti è stato abbandonato, essendo tale recupero diventato poco profittevole. Come già accennato infatti, nel caso di spessori particolarmente ridotti, è molto complicato evitare che le celle solari si rompano e quindi anche poco economico.

Pertanto negli ultimi tempi l'attenzione del processo di riciclaggio si è allontanata dal recupero dei wafer intatti, focalizzando l'interesse principalmente sul recupero del silicio come materia prima.

Le celle rotte (che, per quanto detto in precedenza, costituiscono la frazione più consistente rispetto a quelle intatte), una volta separate dalle altre frazioni di materiali che formano il pannello (vetro, alluminio etc. etc.), vengono sottoposte, come accadeva nel caso dei wafer intatti, ad un trattamento chimico (etching) finalizzato a rimuovere le impurità presenti dovute ai materiali che sono stati impiegati per formare il rivestimento dei wafer (metallizzazione, giunzione e rivestimento antiriflesso). Segue successivamente un processo di frantumazione, a valle del quale è possibile recuperare il silicio di grado solare in forma granulare [Müller et al., 2008]. Il silicio così recuperato sarà poi utilizzato come materia prima secondaria nel processo di crescita dei lingotti.

Quindi si può affermare che, nonostante il cambiamento di obiettivo del processo di riciclaggio, la tecnologia impiegata rimane sostanzialmente invariata. Analogamente al caso iniziale infatti, il trattamento prevede sempre due fasi principali: una termica necessaria e funzionale al disassemblaggio e alla separazione dei vari componenti dei moduli, ed una chimica per il recupero del silicio.

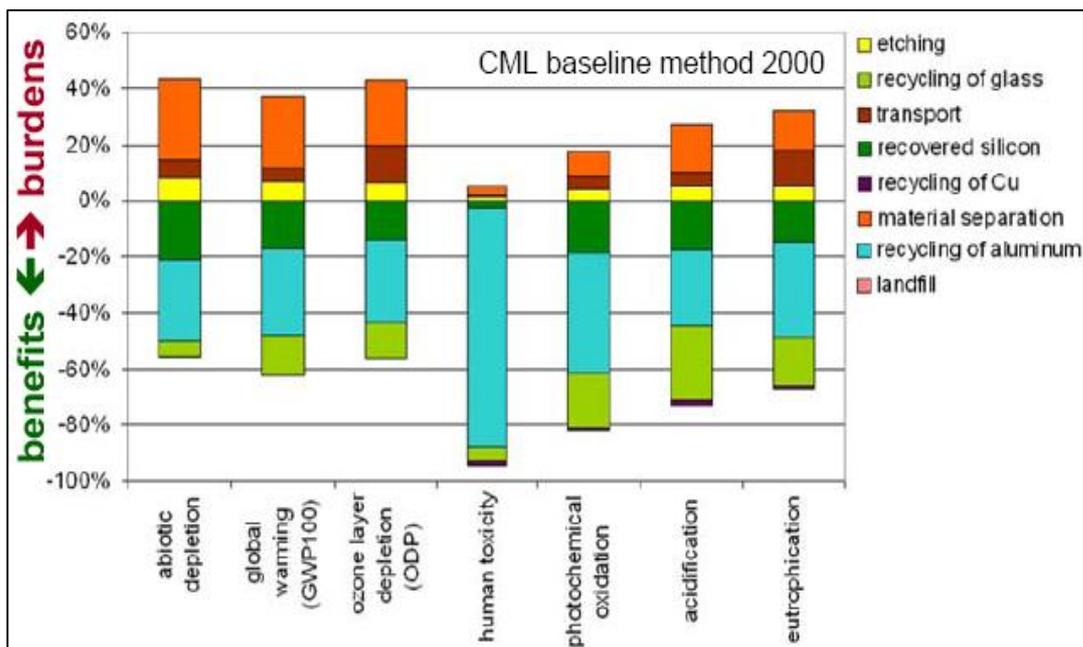


Figura 5 - Confronto tra benefici e carichi ambientali del processo di riciclaggio dei moduli cristallini (enfasi sul recupero del silicio come materia prima) Fonte: Müller et al., 2008

Per di più, come si può osservare in figura 5, anche in questo caso si riscontra che i benefici derivanti dal recupero del silicio, del vetro e dei vari metalli in generale sono superiori ai carichi ambientali generati dal processo di riciclaggio. L'analisi è stata condotta sulla base dei dati rilevati sul campo (per quanto riguarda il processo di riciclaggio) e sulla base dei dati del database Ecoinvent 2007.

Pertanto il riciclaggio si dimostra ancora una volta una soluzione vincente in grado di ridurre l'impatto ambientale complessivo dei moduli fotovoltaici. Difatti secondo Solar World, la compagnia fotovoltaica che controlla Deutsche Solar, producendo un modulo con celle solari riciclate si risparmia circa il 30% di energia rispetto al normale processo di produzione.

Va detto inoltre che significativi miglioramenti possono essere conseguiti aumentando il livello di automazione del sistema di riciclaggio stesso.

Con un impianto automatizzato ad elevata efficienza energetica, ad esempio, gli impatti ambientali causati dal trattamento termico potrebbero essere ridotti ad un terzo di quelli dell'impianto pilota di Deutsche Solar [BINE information service, 2010]. Il sistema inoltre sarebbe in grado di garantire una maggiore produttività (processo produttivo continuo), elevati tassi di recupero e una maggiore purezza dei materiali recuperati.

Un esempio è fornito proprio dal processo automatizzato sviluppato da Sunicon, un'altra sussidiaria di SolarWorld (si veda figura 6), il cui obiettivo è sempre quello di recuperare il silicio come materia prima.

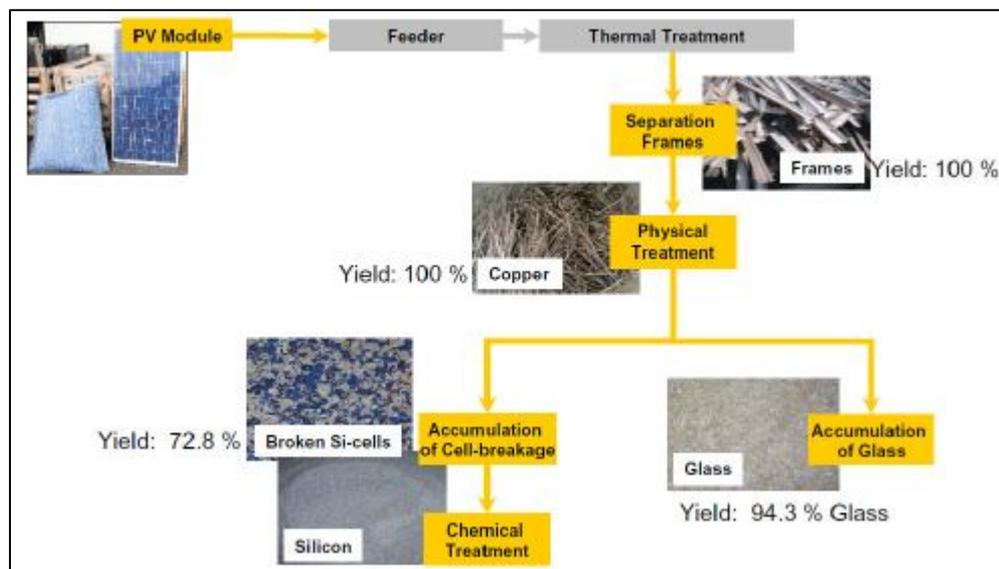


Figura 6 - Processo di riciclaggio automatizzato

Fonte: SolarWorld

Tale processo lo si può considerare una sorta di ulteriore evoluzione dello schema sviluppato da Deutsche Solar ed è pronto per diventare operativo a livello industriale e per processare diverse migliaia di tonnellate di pannelli all'anno.

Come si può osservare dalla figura 6, i moduli fotovoltaici vengono introdotti nel sistema di trattamento termico (ad elevata efficienza energetica) mediante un sistema automatico di alimentazione

(feeder). Analogamente all'impianto pilota, durante questo stadio ha luogo la decomposizione dei materiali organici che servono principalmente a mantenere uniti i diversi strati del pannello.

La fase termica è seguita da una separazione meccanica delle bandelle di rame e dei segmenti che formano la cornice di alluminio dal resto dei materiali. Date le loro dimensioni infatti, questi componenti possono essere rimossi completamente (percentuale di recupero 100%).

Successivamente, una serie di trattamenti fisici (frantumazione, separazione gravitazionale per densità etc. etc.) consente di rimuovere i materiali indesiderati e di separare il vetro dai frammenti delle celle solari rotte, le quali saranno infine sottoposte ad un ultimo trattamento chimico che serve a recuperare il silicio [Wambach et al., 2009]. Nell'impianto pilota invece, la separazione delle celle, del vetro e delle bandelle di interconnessione avveniva manualmente e quindi risultava molto onerosa.

Attraverso il sistema sviluppato da Sunicon, l'azienda si aspetta di riuscire a riciclare complessivamente per ciascun modulo una percentuale in massa pari al 95,7% (recupero di materia).

Il rendimento di recupero complessivo per pannello risulterebbe quindi notevolmente superiore a quello conseguito dall'impianto pilota per i pannelli del generatore di Chevetogne (circa 85%).

Inoltre Sunicon stima che il sistema automatizzato sarebbe in grado di ottenere un elevato grado di purezza delle singole frazioni di materiali recuperate: in questo modo infatti, secondo l'impresa, si potrebbe recuperare il 94,3 % in peso della frazione vetrosa (purezza 99,99975%) e il 73% della frazione di silicio corrispondente alle celle solari. Di questa quota, il 59% avrebbe una purezza del 99,9999% e il restante 41% sarebbe puro al 99,995%.

Il rimanente 5,7 % della componente vetrosa andrebbe perso nella frazione di materiali misti mentre la frazione delle celle solari che non può essere riciclata ammonterebbe al 27%. In definitiva, solo il 4,3 % in peso del modulo, corrispondente alla somma delle frazioni finissime e di quelle indesiderate, non verrebbe recuperato.

Si può quindi affermare che, incrementando il livello di automazione, il processo diventerebbe nel complesso più vantaggioso, non solo da un punto di vista economico ma anche e soprattutto sotto l'aspetto ambientale, rispetto all'impianto pilota.

Quest'ultimo infatti, nonostante contribuisca a ridurre l'impronta ecologica dei pannelli solari, presenta un consumo energetico superiore (minore efficienza energetica e maggiori impatti di quello automatizzato) e quindi anche maggiori costi. Inoltre il fatto che la separazione dei materiali avvenga manualmente contribuisce ad aumentare i costi di esercizio e limita la produttività del processo che risulta meno redditizio.

Va comunque sottolineato che le tecnologie proposte, indipendentemente dal loro grado di automazione e dal fatto che l'obiettivo principale sia quello di recuperare i wafer intatti o il silicio come materia prima, rientrano tutte, come è facile intuire, nella categoria delle soluzioni di riciclaggio di elevato valore.

6.2 Il processo di riciclaggio di First Solar

First Solar, produttore leader di moduli al CdTe, ha sviluppato una soluzione di riciclaggio di elevato valore per la gestione «end-of-life» dei propri pannelli, basato principalmente sull'impiego di metodi idrometallurgici [First Solar, 2008 e Sander et al., 2007].

Le modalità di finanziamento del programma di ritiro e riciclaggio dell'impresa mirano a garantire ai propri clienti che siano sempre disponibili dei fondi sufficienti ad attuare il programma in qualsiasi momento su richiesta dell'utente. L'azienda adotta infatti un programma prefinanziato in linea con la propria filosofia aziendale incentrata sulla responsabilità estesa del produttore: alla vendita dei moduli è associato l'accantonamento di una somma in base alle stime dei costi di ritiro e riciclaggio da sostenere al termine del ciclo operativo di tali moduli. Questi fondi vengono versati su un

conto di investimento gestito da un'importante società assicurativa internazionale e sono destinati a coprire i costi del programma di ritiro e riciclaggio indipendentemente dalla situazione finanziaria di First Solar.

In figura 7 si riporta lo schema di funzionamento dell'impianto di riciclaggio.

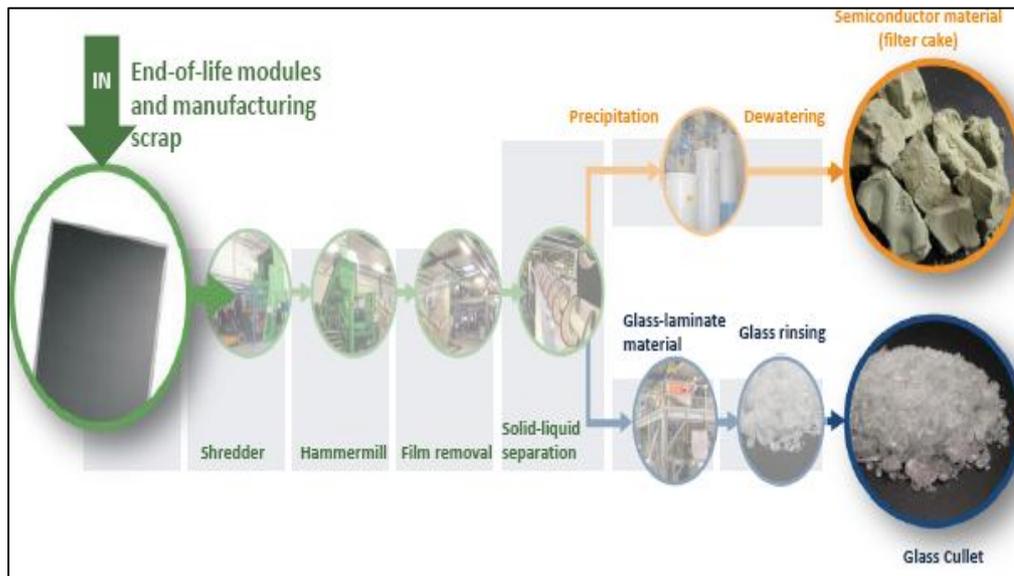


Figura 7 - Processo di riciclaggio di First Solar (moduli al CdTe)

Analizziamo nel dettaglio le singole fasi del processo:

Ritiro: su richiesta del cliente, First Solar fornisce i materiali di imballaggio appropriati ed effettua il ritiro dei moduli da smaltire. Una volta giunti nello stabilimento di riciclaggio, questi vengono caricati mediante dei carrelli elevatori all'interno di tramogge che alimentano una frantumatrice. Ai fini del riciclaggio va precisato che i pannelli di First Solar sono privi di cornice (quindi di tipo frameless).

Riduzione dimensionale: le dimensioni dei moduli vengono ridotte mediante un processo a due stadi. Il primo stadio utilizza una frantumatrice che riduce i pannelli in pezzi piuttosto grossolani, i quali vengono poi inviati mediante un convogliatore chiuso, alla fase successiva. Questa richiede un mulino a martelli che frantuma

ulteriormente la componente vetrosa che rappresenta la frazione principale dei frammenti dei moduli ottenuti. Le lastre di vetro infatti devono essere ridotte in schegge di piccole dimensioni (circa 4-5 mm), in modo da garantire la rottura del vincolo creato dalla procedura di laminazione. In seguito i pezzi di modulo vengono evacuati sempre mediante un convogliatore coperto e inviati allo stadio successivo del riciclaggio.

Al fine di controllare la formazione e le emissioni di pulviscolo (polveri molto fini) in tutte le fasi del processo che non comportano l'utilizzo di sostanze liquide (quindi durante la riduzione dimensionale), è previsto l'impiego di un sistema di aspirazione dotato di un filtro antiparticolato ad elevata efficienza (HEPA), che consente di rimuovere dall'aria le particelle solide presenti in sospensione.

Va detto infine che, poiché la procedura sviluppata da First Solar, prevede che i pannelli siano prima frantumati, attraverso di essa è possibile riciclare sia i moduli rotti che quelli non danneggiati.

Rimozione del film semiconduttore: i frammenti vengono inseriti, per un periodo di tempo di circa 4-6 ore, in un tamburo di acciaio inossidabile a rotazione lenta in cui viene aggiunto dell'acido solforico diluito e del perossido di idrogeno fino a quando non si ottiene un rapporto solido-liquido ottimale. Ha luogo in questa maniera un processo di leaching (lisciviazione) che permette di rimuovere, mediante un attacco chimico, i film semiconduttori. Al termine del ciclo di leaching, la rotazione del tamburo viene invertita in modo da svuotare il suo contenuto.

Separazione della parte solida da quella liquida: il contenuto del tamburo viene versato lentamente in un dispositivo separatore per procedere alla separazione delle parti in vetro da quelle liquide. La frazione solida infatti, composta per lo più da frammenti di vetro e pezzi di EVA, viene trasportata lungo un piano inclinato da una vite rotante, mentre i liquidi rimangono sul fondo del separatore per poi

essere drenati verso l'unità di precipitazione. A questo punto quindi il processo si ramifica in due percorsi distinti: uno per i liquidi ad elevato contenuto di metalli (percorso L) e l'altro per la frazione solida (percorso S).

S1-Separazione del vetro dall'EVA: il materiale vetroso viene separato, mediante un vibrovaglio, dall'incapsulante (EVA) utilizzato per unire le due lastre di vetro che formano il modulo.

I pezzi di EVA, essendo di maggiori dimensioni, si muovono lungo la parte superiore del vaglio grazie ad un'azione vibrante e si raccolgono su di un piccolo convogliatore attraverso il quale sono poi evacuati. La frazione vetrosa invece, di più piccole dimensioni, non riesce ad attraversare la superficie vagliante e così cade verso il basso attraverso le maglie del vaglio. In questo modo quindi è possibile separare il vetro che si raccoglie sul fondo del vaglio e che può essere inviato alla fase successiva di risciacquo.

S2-Risciacquatura del vetro: il vetro proveniente dalla fase precedente viene depositato su di un nastro trasportatore strettamente intrecciato, che avanza lentamente nel frattempo che il materiale veicolato è sottoposto a risciacquatura. L'acqua impiegata per il lavaggio rimuove dal vetro gli eventuali residui di film semiconduttore e poi fuoriesce dalla parte inferiore del nastro. In questa maniera, il vetro ripulito viene imballato ed inviato al riciclaggio mentre l'acqua di risciacquo viene pompata verso il sistema di precipitazione per il recupero dei metalli.

L1- Precipitazione: i liquidi con un elevato contenuto di metalli, provenienti dalla fase della separazione solido-liquida e della risciacquatura del vetro, sono pompati nel dispositivo di precipitazione. I composti metallici vengono così sottoposti ad un processo di precipitazione articolato in tre fasi con valori di pH crescenti.

L2-Idroestrazione: successivamente i materiali precipitati (una sorta di fanghi) vengono concentrati in una vasca di ispessimento dove i solidi vengono fatti depositare sul fondo mentre l'acqua chiarificata viene pompata via. Il materiale ispessito viene in seguito pompato verso una filtropressa che consente di eliminare l'acqua in eccesso. Infine l'agglomerato filtrato risultante, ad elevato contenuto metallico (cadmio e tellurio), viene imballato ed inviato ad un fornitore esterno per essere raffinato ed utilizzato per la produzione del materiale semiconduttore da impiegare nella costruzione di nuovi moduli.

In definitiva quindi attraverso il processo sviluppato da First Solar è possibile recuperare il 90% in peso del vetro per la produzione di nuovi componenti e il 95% del materiale semiconduttore per la fabbricazione di nuovi moduli. Ciò risulta particolarmente interessante in quanto il tellurio, utilizzato per realizzare lo strato fotoattivo, è un metallo relativamente raro il cui prezzo negli anni è cresciuto notevolmente. Poiché si prevede che la quota di mercato dei film sottili è destinata ad aumentare rapidamente, il consumo di tellurio aumenterà di conseguenza. Quindi le soluzioni di riciclaggio di alto valore come quella di First Solar, in grado di recuperare i materiali semiconduttori, giocheranno un ruolo cruciale nell'evitare l'esaurimento delle riserve di tellurio, nel rendere la tecnologia a film sottile basata sul tellururo di cadmio realmente sostenibile e nel porre fine alle preoccupazioni ambientali legate all'impiego del cadmio. Inoltre, senza il riciclaggio, lo sviluppo e la diffusione di tale tecnologia potrebbe essere limitato in futuro proprio da un eventuale esaurimento delle riserve di tellurio.

Infine è stato calcolato, come si può vedere dal grafico di figura 8, che la soluzione sviluppata da First Solar sarebbe in grado di ridurre, grazie ai crediti ambientali derivanti dal riciclaggio dei materiali, l'impatto ambientale dell'intero ciclo di vita dei moduli al CdTe del 6% (in alcune categorie di impatto anche del 10%) e

potrebbe garantire un risparmio di circa il 2% della domanda di energia primaria [Held, 2009].

L'analisi LCA è stata condotta con l'ausilio del software Gabi 4 e usando il metodo di valutazione degli impatti CML 2001. I dati su cui si basa lo studio sono quelli forniti da First Solar (cioè quelli rilevati sul campo per quanto riguarda gli impatti del processo di riciclaggio dei moduli) e quelli del database Gabi 4 (per tutto il resto).

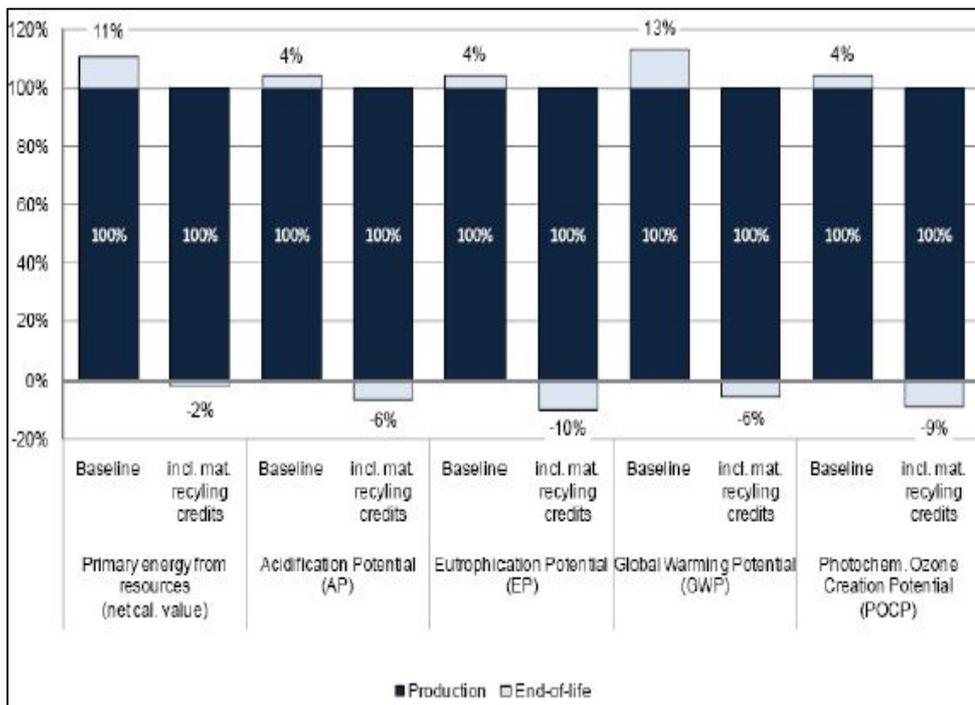


Figura 8 - Studio LCA del riciclaggio di un modulo al CdTe mediante il processo di First Solar
Fonte: Held, 2009

Gli impatti relativi alla fase di produzione dei moduli sono stati assunti pari al 100% mentre quelli associati alla vita utile di tali dispositivi non sono stati considerati affatto, poiché si è ipotizzato l'assenza di misure di manutenzione durante questo stadio del ciclo di vita (in ogni caso gli impatti ambientali della manutenzione sarebbero trascurabili rispetto a quelli della produzione dei moduli).

Il grafico è stato realizzato considerando, oltre agli impatti ambientali del processo di fabbricazione dei moduli, anche gli impatti e i crediti ambientali associati al processo di riciclaggio.

Gli impatti ambientali del processo di riciclaggio di First Solar sono principalmente riconducibili al consumo dei composti chimici

impiegati, al consumo dell'energia elettrica necessaria a far funzionare l'impianto, ai rifiuti liquidi prodotti dal processo che necessitano di essere trattati in un impianto di trattamento di acque reflue, allo smaltimento delle polveri fini e dei filtri etc etc.

I crediti ambientali invece, come al solito, sono riconducibili ai materiali recuperati. La frazione di EVA ad esempio può essere inviata al recupero energetico in modo da produrre energia che andrebbe a sostituire quella generata dalle fonti fossili. Le materie plastiche che formano le scatole di giunzione e l'isolante dei cavi elettrici possono subire lo stesso trattamento. Il rame dei cavi, una volta recuperato, può essere inviato al riciclaggio per produrre del rame secondario, evitando così la produzione del metallo primario che ha un impatto molto maggiore.

I rottami di vetro possono essere anch'essi inviati al riciclaggio producendo diversi vantaggi ambientali in quanto:

- I rottami sostituiscono le materie prime tipicamente impiegate nella produzione del vetro (dolomite, calcare etc. etc.) e ciò evita gli impatti ambientali e il consumo di energia primaria associati alla produzione di tali materie prime;
- il carbonio contenuto nelle materie prime normalmente impiegate nella produzione del vetro è emesso sotto forma di CO₂ durante il processo di fusione, quindi l'uso dei rottami di vetro al posto di queste materie prime permette di ridurre le emissioni di CO₂;
- i rottami di vetro hanno un punto di fusione più basso rispetto al mix di materie prime impiegate nella produzione del vetro, quindi ne consegue un minor consumo di energia durante il processo di fusione.

Per di più bisognerebbe tenere conto anche del riciclaggio dei semiconduttori contenuti nell'agglomerato filtrato. Nel grafico di figura 8 però il recupero di tali materiali non è stato preso in considerazione per mancanza di dati rappresentativi del processo di riciclaggio dei materiali fotoattivi, che non è effettuato da First

Solar. Comunque è probabile che il recupero di questi materiali possa generare ulteriori crediti ambientali, che si andrebbero a sommare a quelli precedentemente citati, rendendo il processo di riciclaggio dei moduli al CdTe ancor più vantaggioso dal punto di vista ambientale.

6.3 Il progetto RESOLVED

Nell'ambito del progetto RESOLVED (Recovery of Solar Valuable Materials, Enrichment and Decontamination), finanziato dall'Unione Europea, è stata valutata e dimostrata la fattibilità e la sostenibilità, su scala di laboratorio, di una strategia di riciclaggio per i moduli al CIS e al CdTe, basata prevalentemente su processi meccanici di tipo "ad umido" [Resolved, 2008] (si veda figura 9).

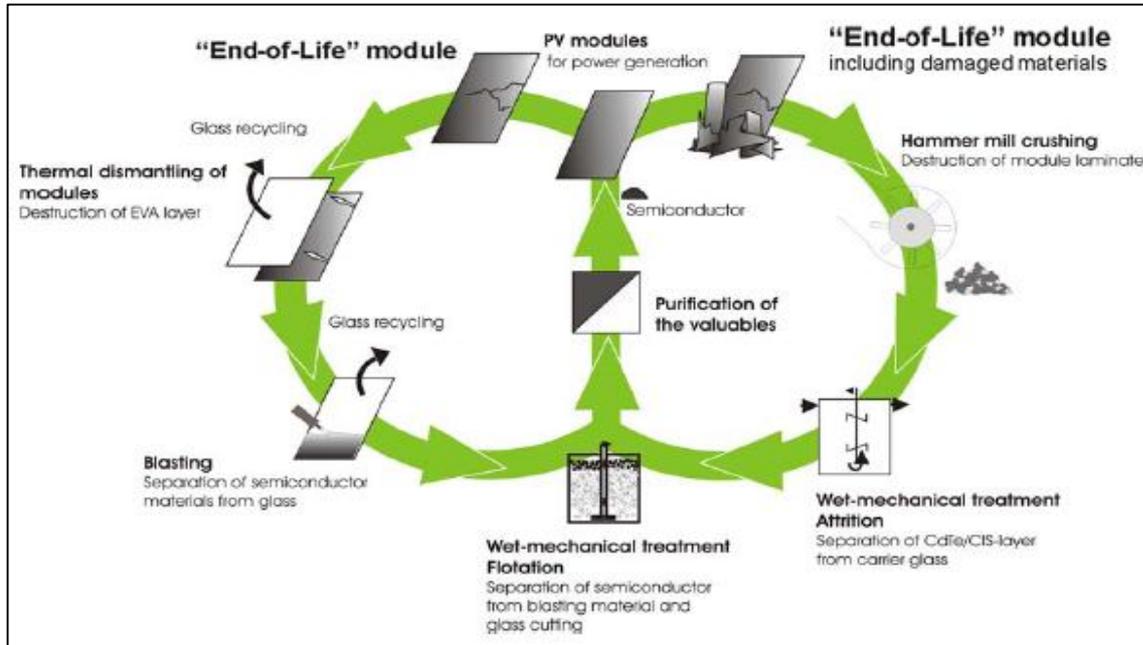


Figura 9 - Duplice strategia di riciclaggio dei moduli a film sottile sviluppata nell'ambito del progetto RESOLVED

Ad oggi infatti il riciclaggio dei moduli a film sottile, sempre se effettuato, avviene principalmente mediante l'uso di processi chimici, come ad esempio quelli di First Solar.

Il trattamento meccanico ad umido dei moduli giunti alla fine della loro vita utile, sviluppato dal progetto RESOLVED, può pertanto rappresentare un nuovo ed alternativo approccio al riciclaggio caratterizzato da un uso minimo di composti chimici.

La soluzione proposta consiste in una strategia a ciclo chiuso a due vie: quella di sinistra può essere impiegata per il riciclaggio dei moduli «end of life» intatti (vetro di protezione non danneggiato) nonché degli scarti di produzione (si tratta in genere di una sorta di sub-assemblati costituiti da uno strato di vetro rivestito da una serie di strati metallici sovrapposti fra cui quello dei materiali fotoattivi); mentre quella di destra può essere utilizzata sia per il riciclaggio dei moduli danneggiati che di quelli intatti.

Riciclaggio moduli «end of life » intatti (percorso antiorario A):

A1-Trattamento termico (thermal dismantling): i moduli subiscono un pretrattamento di tipo termico al fine di poterli disassemblare. Durante questa fase che prevede il raggiungimento di temperature comprese in un range di 450-500 °C, lo strato incapsulante di EVA viene distrutto favorendo così la separazione del modulo in due singole lastre di vetro.

Si nota che nel caso dei moduli al CdTe, lo strato di rivestimento fotoattivo si trova depositato sul vetro di copertura anteriore, mentre nei moduli al CIS esso si trova depositato sul vetro di copertura posteriore.

A questo punto la lastra di vetro rivestita dai materiali fotoattivi e dai vari strati metallici che formano i contatti elettrici viene separata dall'altra lastra ed inviata alla fase successiva, mentre la lamina di vetro priva di rivestimenti viene decontaminata e inviata al riciclaggio tradizionale del vetro.

Ovviamente nel caso dei sottoassemblati, il trattamento termico non occorre visto che non è stato effettuato alcun incapsulamento con lo strato di EVA.

A2-Recupero materiali di elevato valore (vacuum blasting): la lastra di vetro rivestita dallo strato di materiale semiconduttore e dagli altri strati metallici è sottoposta ad un processo di sabbiatura a recupero con getto “in depressione” (vacuum blasting).

La potenza di questo getto è molto più bassa rispetto a quella del getto ottenuto con il classico sistema “a pressione” dato che l’abrasivo arriva sulla superficie da trattare aspirato da una depressione e non spinto da una forte pressione. Di conseguenza tale tecnica risulta più “delicata” e quindi più adatta per trattare il vetro. Grazie all’azione di speciali materiali abrasivi, il film semiconduttore e gli altri strati metallici vengono rimossi dalla superficie vetrosa, che in seguito può essere inviata al riciclaggio convenzionale del vetro dopo aver eliminato le ultime impurità residue.

Successivamente le polveri fini che si formano durante la sabbiatura, contenenti particelle di materiali fotoattivi, vetro e abrasivi, vengono evacuate mediante un aspiratore industriale e trattate attraverso dei processi meccanici ad umido, come ad esempio la flottazione, al fine di arricchire i materiali di elevato valore (CdTe o CIS) in un preconcentrato.

Riciclaggio moduli «end of life» intatti e danneggiati (percorso orario O): questa strategia, a differenza della precedente, si presta bene sia ai moduli intatti che a quelli danneggiati. Infatti il trattamento, mediante processo termico e sabbiatura, di piccoli pezzi di moduli danneggiati risulterebbe quasi impossibile. Descriviamo brevemente le fasi principali del percorso orario di figura 9.

O1-Pretrattamento mediante frantumazione (crushing): per prima cosa, i moduli, sia quelli intatti che danneggiati, vengono frantumati in un mulino a martelli e ridotti in pezzi di piccole dimensioni. In questo modo si ottiene la distruzione della struttura del modulo dalla

quale il film semiconduttore può essere rimosso in un successivo trattamento meccanico ad umido.

I materiali frantumati sono composti da frammenti piuttosto grossolani di fogli di EVA (che possono essere separati) e da pezzi di vetro di differente granulometria, la cui superficie è ricoperta da uno strato di materiale semiconduttore.

O2-Recupero materiali di elevato valore (Wet-Mechanical Treatment Attrition): i materiali frantumati, precedentemente ottenuti, subiscono un trattamento meccanico ad umido basato sullo sfruttamento di fenomeni di taglio e di attrito (attrition). Quindi durante questa fase, il film semiconduttore viene rimosso dal substrato di vetro mediante un sistema di miscelazione ad elevata azione di taglio, dotato di una serie di lame rotanti (batch mixer). La separazione del materiale fotoattivo richiede infatti una certa applicazione di energia sotto forma di forze di taglio e di attrito. Dopo un simile trattamento, i materiali fotoattivi insieme a delle particelle molto fini di vetro vengono rimossi dal substrato vetroso; mentre i pezzi di vetro più grossolani, adesso non più ricoperti dal film semiconduttore, possono essere inviati al riciclaggio. Il principale vantaggio di questa fase è che non è necessario alcun uso di composti chimici ma soltanto di acqua.

Flottazione e purificazione: gli output derivanti dai due percorsi di riciclaggio precedentemente descritti (una miscela contenente particelle fini di vetro, di materiali fotoattivi, altri materiali metallici in generale e, se è prevista la fase di sabbiatura, anche di sostanze abrasive) vengono trattati mediante un processo di flottazione al fine di recuperare i preziosi semiconduttori.

1-Arricchimento dei materiali di elevato valore mediante flottazione: la flottazione è un processo meccanico di tipo “ad

umido” (in presenza cioè di acqua) particolarmente impiegato nell’industria mineraria allo scopo di concentrare i minerali.

Esso consente di separare determinate particelle da una miscela, mediante la raccolta delle particelle stesse in superficie, per mezzo di bolle.

Nello specifico, tale tecnica è stata scelta al fine di separare il materiale semiconduttore dal resto della miscela (proveniente da uno dei due percorsi di riciclaggio precedentemente analizzati), e quindi al fine di ottenere un pre-concentrato da inviare alla purificazione finale.

La flottazione viene effettuata rendendo la superficie del semiconduttore idrofobica: in questo modo esso può essere assorbito dalle bolle che si formano durante il processo e di conseguenza potrà risalire verso la superficie della cella di flottazione da cui emergerà della schiuma insieme ai prodotti della flottazione (che contengono quindi i preziosi materiali fotoattivi). Le particelle fini di vetro invece (idrofile) rimangono in sospensione nell’acqua e si raccolgono successivamente insieme ai residui di scarto sul fondo della cella di flottazione. Infine i prodotti della flottazione contenenti i materiali di maggior valore vengono rimossi insieme alla schiuma.

2-Purificazione per via idrometallurgica: poiché i semiconduttori impiegati nelle applicazioni fotovoltaiche a film sottile devono possedere un elevato grado di purezza (99,999% o 5 N), il prodotto ottenuto mediante la flottazione subisce un processo di leaching caratterizzato dall’impiego di alcuni composti acidi al fine di recuperare i materiali fotoattivi. Si ottiene così una soluzione dalla quale i materiali desiderati vengono recuperati mediante precipitazione, in modo da poterli successivamente reintrodurre, come materia prima secondaria, nei normali cicli di produzione dei materiali semiconduttori per uso fotovoltaico.

Risultati: ovviamente i processi di riciclaggio devono essere valutati al fine di verificare se il loro impatto sull'ambiente è più basso rispetto a quello di altre soluzioni (ad esempio la discarica e l'incenerimento). A tal proposito è stato effettuato uno studio LCA relativo alle strategie sviluppate nell'ambito del progetto RESOLVED (si veda figura 10) senza però considerare la produzione dei moduli.

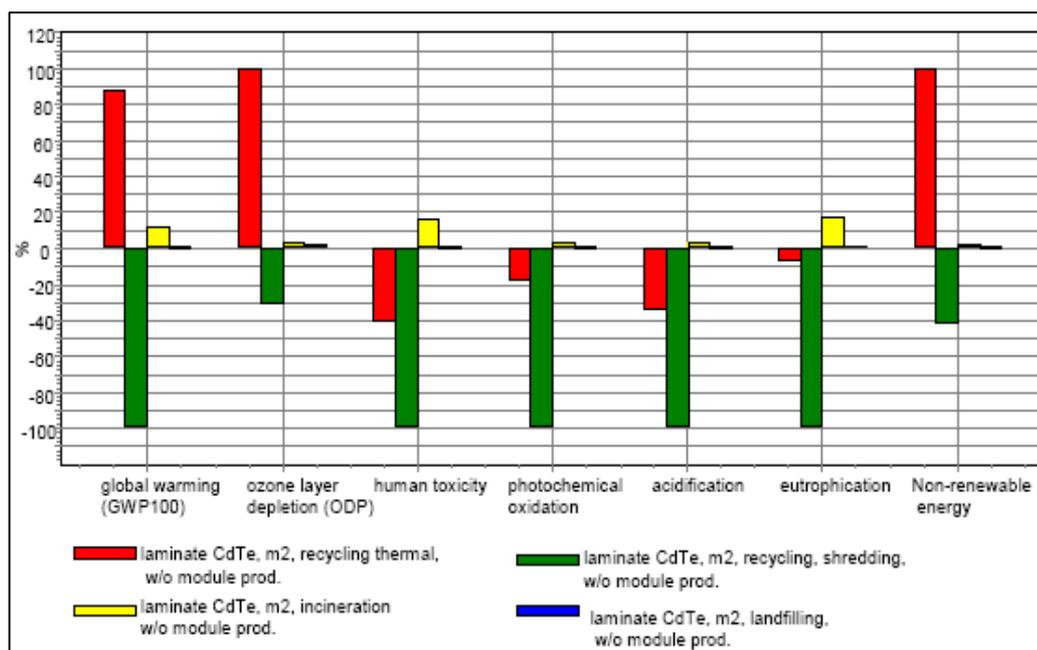


Figura 10 - Risultati di uno studio LCA su diverse opzioni di riciclaggio Fonte: Resolved, 2008

In particolare, lo studio ha dimostrato che il percorso di riciclaggio basato sulla frantumazione e sul trattamento meccanico ad umido (colore verde) è vantaggioso in tutte le categorie di impatto considerate. Esso risulta migliore da un punto di vista ambientale rispetto alle opzioni dello smaltimento in discarica, dell'incenerimento e anche rispetto alla strategia di riciclaggio basata sul trattamento termico. Tale approccio infatti (colore rosso), risulta svantaggioso per quanto riguarda le categorie di impatto del riscaldamento globale, dell'esaurimento dello strato di ozono e del consumo delle fonti di energia non rinnovabili, per via dell'elevato consumo di energia che lo caratterizza. Inoltre, l'impiego del tellurio e dell'indio rappresenta un motivo di preoccupazione dato che questi due elementi sono particolarmente scarsi e la domanda futura di tali materiali potrebbe superare l'ammontare delle riserve

conosciute. Ne consegue ovviamente che i processi di riciclaggio risultano ancora più interessanti.

6.4 Confronto tra soluzioni “high value recycling” e approcci “low value recycling”

Gli approcci precedentemente descritti (Deutsche Solar, FirstSolar, etc. etc.) sono tutti esempi di strategie di riciclaggio di elevato valore (high value recycling) in quanto permettono di valorizzare i materiali e i componenti di maggior valore presenti all'interno dei moduli giunti a fine vita utile. È pertanto doveroso distinguere tali “nobili” soluzioni da altre eventuali alternative di gestione «end of life», che però, pur presentando una maggiore semplicità di attuazione (quindi minori costi), risultano meno interessanti da un punto di vista ambientale poiché focalizzano l'interesse solo esclusivamente sul recupero e il riciclaggio di alcune frazioni, come ad esempio quella vetrosa e l'alluminio della cornice, trascurando i materiali più preziosi quali il silicio, l'indio e il tellurio dato che sono più difficili da recuperare. Quest'ultime soluzioni vengono definite strategie di riciclaggio di basso valore (low value recycling) e potrebbero entrare in competizione con le prime. Di seguito si riportano quindi alcuni esempi di scenari alternativi di smaltimento per i pannelli solari, che però rappresentano, come già detto, degli approcci meno virtuosi.

Nel caso dei moduli al silicio cristallino, una possibile soluzione di riciclaggio di basso valore, alternativa al processo sviluppato da Deutsche Solar, potrebbe consistere in un pretrattamento dei pannelli all'interno di un inceneritore per rifiuti urbani e il successivo smaltimento dei residui in una discarica per rifiuti inerti. Essendo infatti caratterizzati da un'elevata % in massa di sostanze organiche, i moduli fotovoltaici non possono essere smaltiti in discarica senza pretrattamento, almeno secondo le procedure e i

criteri di accettazione nei siti di discarica definiti a livello europeo per i rifiuti.

Va precisato che nello scenario considerato il riciclaggio riguarderebbe soltanto l'alluminio della cornice in quanto si ritiene plausibile che questa venga rimossa prima del pretrattamento termico, a causa del suo elevato valore economico.

Se quindi adesso si confronta l'approccio appena descritto con il processo di riciclaggio di Deutsche Solar, ci si rende conto immediatamente che un inceneritore di rifiuti urbani è tipicamente un impianto che opera su larga scala, diversamente dal forno di incenerimento utilizzato dall'impresa fotovoltaica. Di conseguenza il primo è caratterizzato da un consumo specifico di energia sostanzialmente più basso, che rappresenta quindi un punto a favore. Tuttavia, guardando oltre, ci si accorge che lo scenario analizzato presenta un limite fondamentale in quanto non consente di beneficiare dei vantaggi ambientali derivanti dal recupero dei wafer o in generale del silicio, che è destinato inevitabilmente a finire in discarica.

In figura 11 si riporta così il confronto tra le due soluzioni di riciclaggio: quella di Deutsche Solar che rappresenta l'alternativa di elevato valore e lo scenario basato sull'utilizzo di un tipico impianto inceneritore per rifiuti urbani.

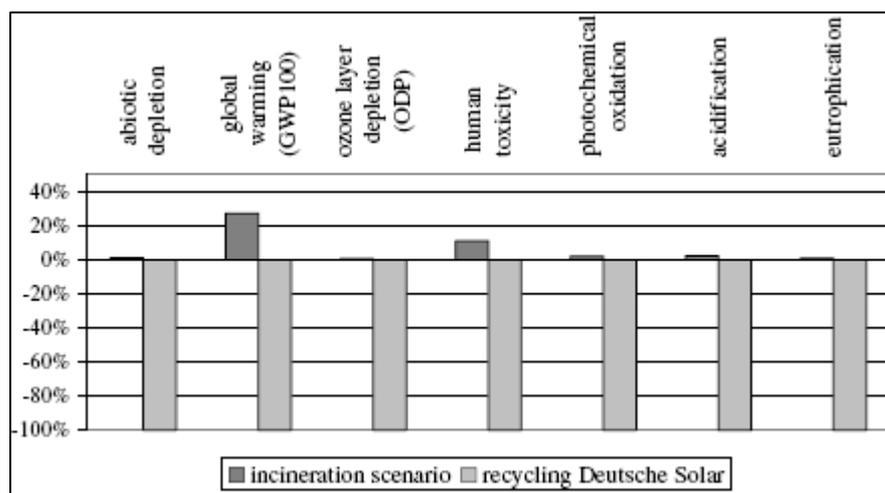


Figura 11 - Confronto tra il processo di riciclaggio di Deutsche Solar e una soluzione di riciclaggio di basso valore

Fonte: Müller et al., 2006

Si precisa che nel grafico non è stato considerato il riciclaggio della cornice di alluminio poiché esso viene effettuato in ambedue i casi.

In particolare dalla figura appare evidente che il processo di riciclaggio di Deutsche Solar è migliore dell'altra alternativa in tutte le categorie di impatto valutate, nonostante che l'impianto di incenerimento sia caratterizzato da un consumo specifico di energia più basso rispetto a quello del trattamento termico dell'impresa fotovoltaica. Si può affermare pertanto che lo scenario basato sull'incenerimento risulta meno interessante da un punto di vista ambientale.

Infine un'altra soluzione di riciclaggio di basso valore, che potrebbe essere presa in considerazione per lo smaltimento dei moduli, consisterebbe in un processo di frantumazione seguito da una fase di classificazione e separazione delle diverse frazioni di materiali. In questo caso, la cornice di alluminio verrebbe rimossa prima della frantumazione e inviata al riciclaggio. Ovviamente anche la frazione vetrosa, una volta recuperata, potrebbe essere inviata al riciclaggio nella rispettiva filiera.

La parte residua invece, composta per lo più da metalli, materiali organici e celle solari rotte, come avveniva nel primo scenario considerato, dovrebbe essere trattata per via termica prima di venire depositata in discarica a causa dell'elevato contenuto di composti organici.

Analizzando quindi il profilo ambientale di questa soluzione, si può dire che nonostante sia emerso che il consumo di energia (imputato all'operazione di frantumazione) risulti più basso di quello attribuito al processo termico di Deutsche Solar, lo scenario in questione permette di riciclare soltanto la frazione di alluminio e quella vetrosa. Ne deriva ancora una volta che il silicio dei wafer andrebbe perso irrimediabilmente in discarica. Ciò costituisce pertanto un forte limite e contribuisce a sottolineare ulteriormente la superiorità, dal punto di vista ambientale, delle soluzioni di riciclaggio di elevato valore.

6.5 Il Design For Recycling e il Fotovoltaico

Il “design for recycling” è una filosofia generale di progettazione che mira a progettare i prodotti in modo che alla fine della loro vita utile, sia relativamente semplice disassemblarli in componenti separati che possono essere riusati o riciclati.

Tuttavia nel caso dei pannelli solari il concetto del “design for recycling” sembra essere in conflitto con il requisito di robustezza che si richiede ai moduli in seguito al fatto che quest’ultimi operano all’aperto e quindi devono essere in grado di resistere agli agenti atmosferici (pioggia, neve, grandine, umidità etc. etc.), a cui sono costantemente esposti, per almeno 25-30 anni di vita utile.

Infatti l’attuale processo standard di laminazione a base di EVA, su cui si basa la fabbricazione (assemblaggio) di un pannello solare, rende il modulo un prodotto davvero affidabile ma allo stesso tempo anche molto difficile da smontare. Ciò ovviamente si ripercuote in maniera negativa sulle pratiche di riciclaggio che risultano disincentivate dagli elevati costi che si devono sostenere per disassemblare il dispositivo in questione.

Attualmente infatti, l’unico modo praticabile che consente un disassemblaggio relativamente rapido dei moduli consiste nel decomporre gli strati di EVA mediante un trattamento termico (come quello di Deutsche Solar), che è molto dispendioso dal punto di vista energetico e quindi anche dal lato economico. Inoltre, l’attuale progettazione di questi dispositivi ne impedisce la riparazione nel caso in cui una o più celle solari (ma anche altri componenti) dovessero eventualmente danneggiarsi in quanto non è possibile separare i vari strati che formano il laminato una volta che la fase di assemblaggio del pannello è stata portata a termine. Ciò impedisce ovviamente di riparare o sostituire i componenti danneggiati e di conseguenza, in alcuni casi, si ha che l’entrata del dispositivo nello stadio di fine vita potrebbe essere anticipata

È evidente quindi che se fosse possibile tenere conto, durante la fase di progettazione di un modulo fotovoltaico, anche delle future

esigenze di smontaggio a fine vita utile, la gestione dell'«end of life» e in particolare del riciclaggio ne trarrebbe beneficio dal punto di vista economico e ambientale (si eviterebbero infatti gli impatti del trattamento termico).

In altri termini si può affermare, sulla base delle considerazioni precedentemente effettuate, che l'applicazione dei principi del “design for recycling” rappresenta una vera e propria sfida per i progettisti dei pannelli solari, dato che questi si trovano a dover affrontare un complesso problema di trade-off, cioè di compromesso, tra due esigenze contrastanti: da un lato infatti si richiede un prodotto molto affidabile in grado di resistere per diversi anni agli agenti atmosferici, mentre dall'altro si vuole un prodotto che sia relativamente facile da disassemblare una volta giunto a fine vita utile.

Di seguito vengono presentate alcune applicazioni della filosofia di progettazione descritta.

Un esempio di “design for recycling”, che è stato analizzato in uno studio di qualche anno fa [Doi et al., 2003], propone, in alternativa alla classica struttura dei moduli cristallini “Vetro di copertura anteriore/EVA/celle FV/EVA/Backing film”, una struttura soprannominata “a doppio incapsulamento” (DEM, double encapsulation module, si veda figura 12).

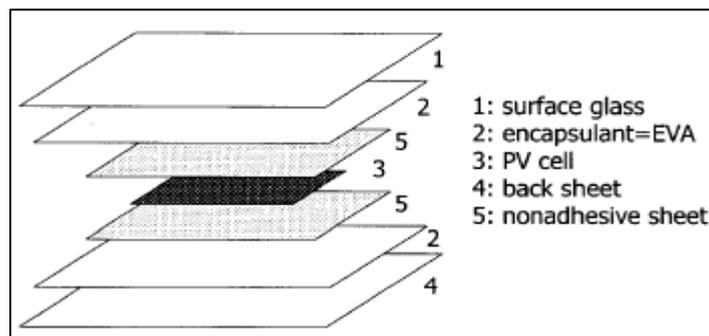


Figura 12 - Struttura di un modulo a doppio incapsulamento
Fonte: Doi et al., 2003

Tale architettura si basa infatti sull'impiego di fogli fatti di materiale trasparente e non adesivo, che vengono interposti tra le celle FV e i due strati di EVA (superiore e inferiore). La struttura

risultante del pannello, descritta in figura 12, è la seguente: Vetro di copertura anteriore/EVA/film non adesivo/celle FV/film non adesivo/EVA/backing film.

Attraverso questo particolare design di incapsulamento, è possibile recuperare facilmente le celle solari senza danneggiarle poiché è sufficiente praticare dei tagli sulla parte posteriore del modulo, evitando così di dover ricorrere al trattamento termico e conseguendo un notevole risparmio energetico. Inoltre tale soluzione permette di separare in maniera semplice il pannello nei suoi componenti.

Per quanto riguarda la scelta del materiale del foglio non adesivo, sono state testate diverse sostanze: gomma di silicone, PET, PTFE, PVC, polietilene a bassa densità (LDPE), etc. etc.

Alla fine, sulla base delle prove effettuate, la scelta è ricaduta sul PET in quanto è stato verificato che tale materiale, oltre ad essere l'unico con caratteristiche di trasparenza, poteva essere separato senza problemi dalle celle fotovoltaiche.

Ulteriori test effettuati hanno dimostrato inoltre che la nuova struttura a doppio incapsulamento presenta buone caratteristiche di resistenza nei confronti dell'acqua e dell'infiltrazione di umidità senza intaccare la funzione incapsulante dello strato di EVA.

Tuttavia va detto che l'aggiunta dello strato di PET influenza le caratteristiche ottiche dei moduli e di conseguenza anche le loro performance. In particolare è stata riscontrata una diminuzione della trasmittività ottica e un incremento della riflessione della luce che ovviamente determinano un decadimento delle prestazioni elettriche rispetto all'incapsulamento standard.

Per questa ragione il tradizionale sistema di incapsulamento a base di EVA è rimasto nel tempo la soluzione dominante.

Infine, un altro esempio di “design for recycling”, che si può applicare al caso dei moduli fotovoltaici senza particolari problemi, consiste nel prendere in considerazione, in fase di progettazione, particolari materiali definiti “intelligenti”, i quali possono essere utilizzati nella produzione dei pannelli solari [Sanchez-Friera et al.,

2004]. Tali materiali sono dotati di una o più proprietà che possono essere cambiate e controllate tramite degli stimoli esterni come lo stress meccanico, la temperatura, l'umidità, etc. etc.

Un'interessante tipologia di materiali intelligenti sono le leghe metalliche a memoria di forma, le quali possiedono la capacità di recuperare una determinata forma memorizzata se scaldate.

Nello caso specifico dei moduli fotovoltaici, tali leghe possono essere impiegate per realizzare le unioni delle differenti parti che formano la cornice del modulo.

In altri termini è possibile usare delle viti speciali costruite con una lega a memoria di forma, le quali, se scaldate fino ad una determinata temperatura, recuperano una forma liscia che permette quindi la loro rimozione dalla struttura della cornice stessa in maniera agevole (si veda figura 13). In questo modo è possibile separare facilmente la cornice dal laminato.

Di solito invece l'assemblaggio delle varie parti della cornice viene effettuato mediante delle normali viti e quindi l'operazione di rimozione richiede più tempo.



Figura 13 Vite in lega a memoria di forma

6.6 PV Cycle

PV-Cycle è l'Associazione Europea per il ritiro volontario e il riciclaggio dei moduli FV giunti alla fine del proprio ciclo di vita.

Essa è stata fondata nel 2007 dalle principali imprese del settore fotovoltaico (SolarWorld, Isofoton, Conergy, etc. etc.) nonché

dall'Associazione Europea e dall'Associazione Tedesca dell'Industria Fotovoltaica (rispettivamente EPIA e BSW).

Tutte le aziende impegnate nella produzione e/o importazione di moduli solari nei 27 paesi della UE e in quelli dell'EFTA (Norvegia, Islanda, Svizzera e Liechtenstein) sono invitate ad associarsi a PV Cycle. Inoltre, oltre alle associazioni e agli istituti di ricerca, dal 2010 anche grossisti, distributori, sviluppatori di progetti, integratori di sistemi, installatori di impianti elettrici e produttori di celle sono i benvenuti come membri associati. Attualmente PV Cycle è formato da 94 membri, di cui 81 sono produttori di moduli, rappresentando complessivamente l'85% del mercato fotovoltaico europeo

Come si può intuire, la missione di questa associazione è quella di creare, applicando spontaneamente il principio della responsabilità estesa del produttore, un programma volontario, senza fini di lucro, per il ritiro e il riciclaggio dei moduli giunti alla fine del loro ciclo di vita. Il programma è completamente gratuito per l'utente finale e sarà finanziato dai contributi versati dai membri di PV Cycle, attraverso la costituzione di un fondo di riserva che garantirà i mezzi finanziari necessari a coprire i costi futuri della raccolta e del riciclaggio dei moduli «end of life» anche nel caso in cui un produttore dovesse diventare insolvente o cessare di esistere.

Nonostante che oggi la mole di moduli da smaltire sia piuttosto trascurabile, PV Cycle ritiene importante iniziare fin da ora ad affrontare la sfida del riciclaggio dei pannelli solari allo scopo di sviluppare le infrastrutture e l'esperienza necessaria a trattare le importanti quantità di rifiuti attese a partire dal 2015. Infatti poiché le prime significative installazioni di impianti FV risalgono agli inizi degli anni 90, si prevede che a partire dal 2015 un elevato numero di moduli raggiungerà la fine del proprio ciclo di vita.

Così, le società che compongono PV Cycle hanno raggiunto un accordo ambientale volontario su una serie di propositi riguardanti l'Unione Europea e puntano a conseguire un riconoscimento formale

dell'accordo mediante l'emanazione da parte della Commissione Europea di una raccomandazione.

In particolare secondo tale accordo, che riguarda principalmente i moduli giunti alla fine del proprio ciclo di vita inclusi i potenziali rifiuti orfani e che potrà essere esteso anche ai rifiuti di produzione (e a quelli derivanti dai danni che si verificano durante il trasporto e l'installazione), le società aderenti si impegnano a raggiungere obiettivi molto audaci che possono essere così sintetizzati [PV Cycle, 2008]:

- Raccogliere almeno il 65% dei rifiuti derivanti da pannelli solari installati in Europa dal 1990;
- Riciclare almeno l'85% dei pannelli raccolti;
- Aumentare progressivamente il tasso di riciclaggio in virtù della riduzione dell'impatto ambientale e della valutazione di fattibilità tecnica ed economica.

Ovviamente tutto ciò implica, da parte di PV Cycle, l'organizzazione e la gestione di una serie di flussi fisici, relativi alla raccolta e al trasporto dei moduli, e di flussi informativi (si veda figura 14). Fra quest'ultimi, la cui importanza è fondamentale per il corretto funzionamento del sistema di take-back e riciclaggio, si possono citare ad esempio le attività di raccolta, registrazione e amministrazione dei dati, relativi alle quantità di moduli immessi sul mercato dai produttori che fanno parte dell'associazione e quelli relativi alle quantità trattate e riciclate.

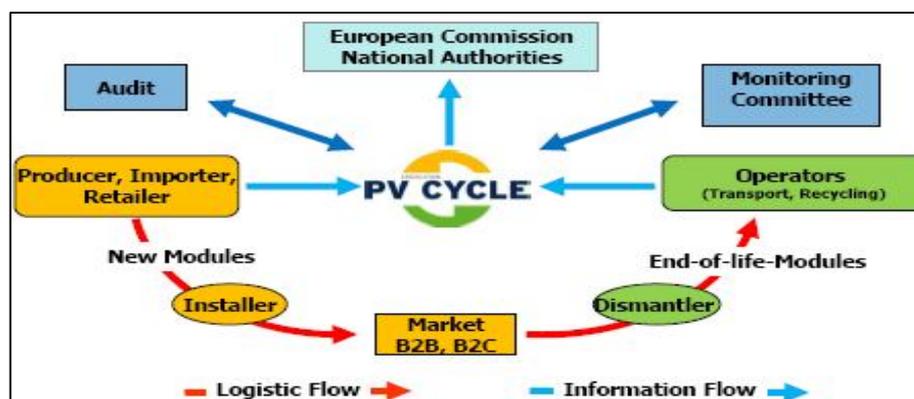


Figura 14 - Flussi logistici ed informativi nel sistema volontario di take back e riciclaggio dei moduli fotovoltaici

Al fine di garantire un'adeguata trasparenza dei risultati conseguiti, la realizzazione degli obiettivi concordati sarà monitorata da un comitato indipendente (monitoring committee) composto da rappresentanti del Parlamento Europeo, della Commissione Europea, dell'EPJA, di PV Cycle e di varie organizzazioni non governative; e in più saranno nominati anche dei revisori certificati, incaricati di verificare l'efficacia del sistema (in relazione agli obiettivi definiti) e la validità delle statistiche annuali sulle quantità recuperate e riciclate (sistema di audit interno ed esterno).

Inoltre l'accordo volontario lavorerà per facilitare il recupero presso tutti gli utenti finali dei pannelli fotovoltaici che le società aderenti immettono o hanno immesso sul mercato, considerando sia i moduli di tipo "business to business" che quelli di tipo "business to consumer".

Le informazioni sulle modalità di raccolta disponibili saranno garantite da PV Cycle e dalle società aderenti mediante i rispettivi siti internet, e sui moduli sarà presente un'etichetta che indicherà agli utenti finali come smaltire in maniera corretta i propri pannelli solari.

Al fine di garantire la raccolta di tali dispositivi, l'associazione mira a creare, in tutta Europa una rete di punti di raccolta per i moduli giunti a fine vita utile. In questo network sono compresi punti di distribuzione di pannelli fotovoltaici nuovi e stazioni di immagazzinamento e trasferimento. A tal proposito, tutti gli installatori e distributori di pannelli fotovoltaici sono invitati a partecipare gratuitamente al programma diventando dei centri di raccolta convenzionati con PV Cycle.

Quindi una volta che un dettagliante, un grossista o un installatore è diventato un punto di raccolta, esso riceverà da PV Cycle dei contenitori permanenti dove gli installatori (che hanno provveduto a disinstallare i moduli) o i proprietari dei moduli stessi potranno depositare i pannelli gratuitamente. Le spese per la disinstallazione e la consegna dei moduli al centro di raccolta sono a carico o dell'utente finale o dell'installatore che ha a carico l'impianto (il

quale non necessariamente coincide con il centro di raccolta), a seconda degli accordi che regolano il contratto tra i due soggetti. Inoltre l'Associazione mette a disposizione anche dei contenitori temporanei in corrispondenza dei grandi siti di costruzioni, ristrutturazioni e demolizioni.

In figura 15 si riassume il funzionamento del sistema di take-back introdotto da PV Cycle:

- Se il punto di raccolta più vicino al sito di installazione si trova a più di 50 km di distanza, l'utente finale dovrà chiamare PV Cycle per programmare il ritiro. Un camion verrà inviato per trasportare i pannelli a fine ciclo di vita al più vicino punto di raccolta;
- Se il punto di raccolta più vicino al sito di installazione si trova a meno di 50 km, l'incaricato alla disinstallazione porterà i pannelli a fine ciclo di vita al più vicino punto di raccolta;
- Nel caso di impianti fotovoltaici e siti di ristrutturazione/demolizione di grandi dimensioni, i pannelli saranno raccolti direttamente in loco da PV Cycle che provvederà a trasportarli all'impianto di riciclaggio, senza passare per il punto di raccolta.

Quando i contenitori situati presso il punto di raccolta saranno pieni, questo potrà contattare il fornitore di servizi logistici messo a disposizione da PV Cycle, il quale provvederà a sostituire i container contenenti i moduli FV con dei container vuoti e a trasportare i contenitori pieni presso gli impianti di riciclaggio di alto valore [PV Cycle, 2009].

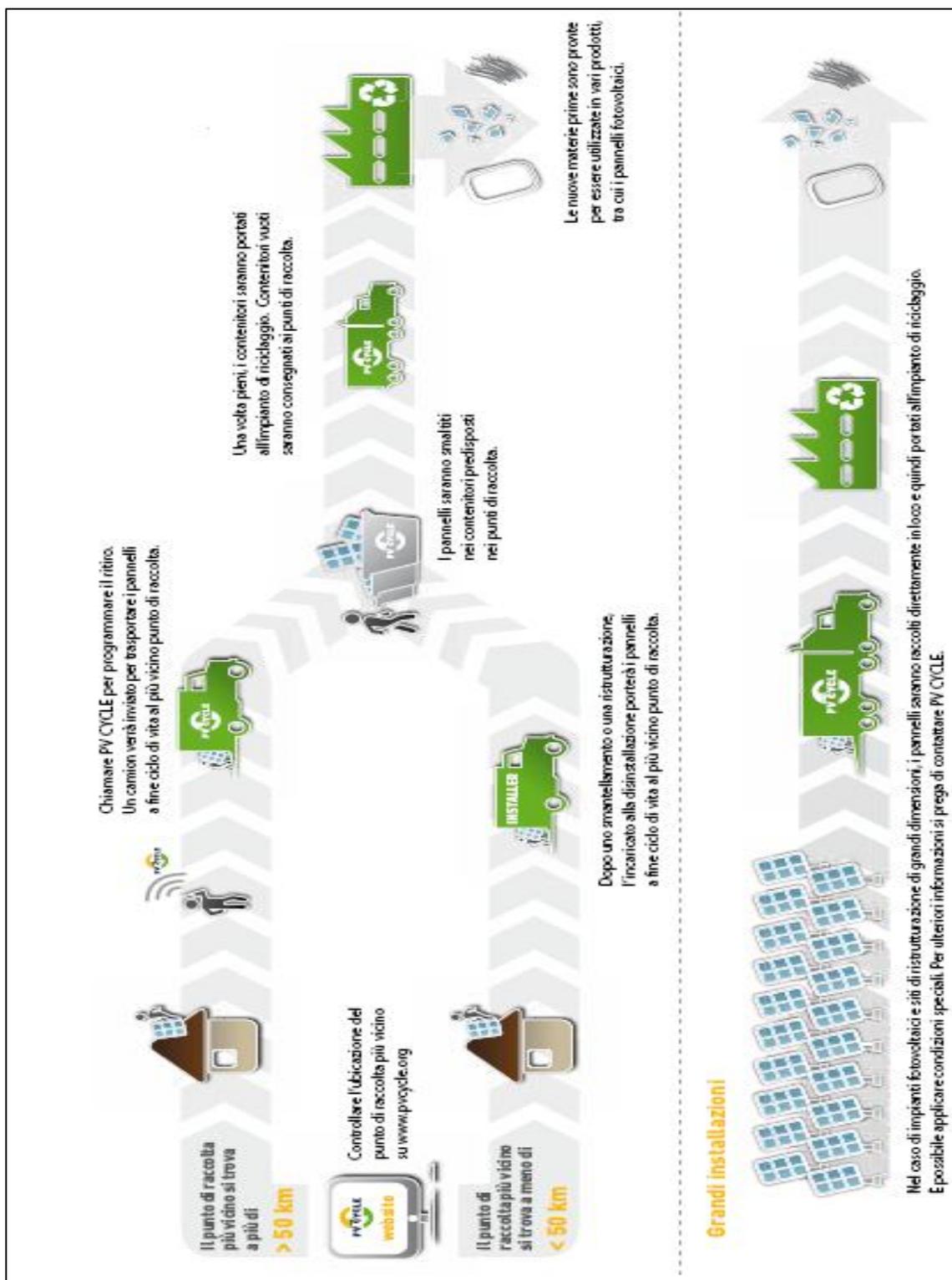


Figura 15 - Schema del sistema di raccolta di PV Cycle

Va detto anche che tra le numerose responsabilità che sono a carico di PV Cycle, vi è quella di definire degli standard uniformi di qualità e degli standard tecnici per la raccolta e il riciclaggio.

A ciò si aggiunge poi il supporto che PV Cycle dovrà fornire allo sviluppo e all'implementazione di miglioramenti nelle tecnologie di

riciclaggio e nei metodi di raccolta, in modo da minimizzare gli impatti ambientali lungo l'intero ciclo di vita dei moduli. In altri termini l'Associazione dovrà promuovere la diffusione di soluzioni di riciclaggio di elevato valore, garantendo che i moduli fotovoltaici giunti a fine vita utile vengano trattati adeguatamente, valorizzando le risorse di maggior valore in essi contenuti. Si tratta cioè di implementare il così detto "circolo double green":

- Produzione di energia pulita;
- Mappatura dei moduli giunti alla fine del proprio ciclo di vita;
- Raccolta e trasporto verso l'impianto di trattamento;
- Riciclaggio dei materiali preziosi per produrre nuovi moduli e generare nuova energia pulita.

Infatti, solo chiudendo il ciclo di vita dei pannelli solari si potrà rendere l'industria e l'energia fotovoltaica realmente sostenibili.

In conclusione quindi ci si aspetta che l'accordo volontario, raggiunto dalle società aderenti a PV Cycle, giocherà un ruolo molto importante nell'evitare che in futuro i moduli FV vengano inclusi nel campo di applicazione delle direttive WEEE e RoHS, attualmente sottoposte a revisione.

7. CONCLUSIONI

Come è stato possibile verificare nei primi capitoli di questo elaborato, il mercato del fotovoltaico ha sperimentato negli ultimi anni una fortissima crescita, se si considera il trend della potenza installata annualmente. Tale crescita ha interessato soprattutto l'Europa, a cui corrisponde la quota più significativa della potenza cumulativa installata a livello mondiale. Per di più, stando alle previsioni dell'EPIA, si ritiene che il mercato continuerà a crescere ulteriormente a ritmi molto elevati, anche se ciò sarà fortemente influenzato, analogamente a come è accaduto fino ad oggi, dal grado di sostegno che l'energia fotovoltaica riceverà dai vari governi nazionali attraverso i così detti meccanismi incentivanti. Le tariffe feed-in, ad esempio, giocheranno in futuro con tutta probabilità un ruolo cruciale nel trainare la domanda delle installazioni in Europa, almeno fino a quando non verrà raggiunta in tutti i paesi la tanto ambita grid-parity.

Inoltre, l'EPIA sostiene che il fotovoltaico potrà fornire un grande contributo al raggiungimento, entro il 2020, dell'obiettivo obbligatorio della quota del 20% di energia da fonti rinnovabili sul consumo finale lordo di energia della Comunità. Tale obiettivo infatti è stato definito dall'Unione Europea nell'ambito del così detto pacchetto integrato clima-energia (pacchetto 20/20/20) e l'EPIA, pertanto, chiede e si aspetta che i decisori politici continuino a sostenere lo sviluppo economico del settore.

Va detto anche che in Europa, molti paesi hanno potuto beneficiare di questo forte sviluppo sia da un punto di vista ambientale che finanziario. Difatti, da un lato è aumentata la quantità di energia "pulita" generata, che va ovviamente a sostituire quella prodotta dalle fonti fossili, evitando così l'emissione di significative quantità di gas serra e producendo di conseguenza degli indiscutibili benefici ecologici; dall'altro la crescita del settore solare ha contribuito notevolmente alla creazione di numerosi nuovi posti di lavoro e al

miglioramento dell'economia in generale. Tutto ciò quindi ha permesso all'industria fotovoltaica di raccogliere un enorme consenso pubblico: un recente sondaggio condotto in America [Cheyney, 2009] ha rilevato infatti che il 92% dei cittadini americani è a favore dello sviluppo e dell'uso della tecnologia solare.

Tuttavia è necessario concentrarsi non solo sugli evidenti benefici che tale crescita sta producendo e continuerà a produrre, ma anche sui problemi che ne deriveranno se non si prenderanno dei provvedimenti sin da ora. In effetti, a seguito del fortissimo sviluppo del settore solare, si prevede che tra 25-30 anni lo smaltimento dei moduli FV giunti al termine del loro ciclo di vita rappresenterà una sfida di straordinarie dimensioni.

Un impianto fotovoltaico presenta il grande vantaggio che durante la propria vita utile genera energia elettrica senza produrre rifiuti e soprattutto senza rilasciare nell'ambiente emissioni inquinanti che sono causa di diversi impatti ambientali. Questa caratteristica ovviamente lo contraddistingue dalle tradizionali fonti di energia basate sull'impiego dei combustibili fossili.

Quando però raggiungerà la fine del proprio ciclo di vita, esso diventerà un rifiuto che dovrà essere smaltito. Nel 2015 ad esempio, la maggior parte degli impianti installati in Europa intorno agli inizi degli anni 90 entrerà nella fase di «end of life» e ciò significa che si avranno le prime significative quantità di rifiuti da smaltire. Negli anni successivi, queste quantità saranno destinate a crescere vertiginosamente secondo lo stesso trend, slittato però in avanti di 25-30 anni, che ha caratterizzato l'andamento delle installazioni annuali fino ad oggi e che caratterizzerà anche quello degli anni a venire.

Secondo le stime di PV Cycle infatti, le quantità di rifiuti da smaltire presenteranno il seguente andamento:

- 16-17000 tonnellate nel 2015;
- 34-35000 tonnellate nel 2020;
- 60000 tonnellate nel 2025;

- 130000 tonnellate nel 2030.

Si osserva in particolare che i quantitativi raddoppieranno all'incirca ogni 5 anni e nel 2030 raggiungeranno un valore davvero preoccupante.

Inoltre come si è visto nel corso di questo elaborato, i moduli fotovoltaici non rientrano nel campo di applicazione delle direttive WEEE e RoHS.

Ciò potrebbe pertanto favorire un'inadeguata gestione «end of life» dei pannelli solari e l'impiego di sostanze pericolose nella loro fabbricazione da parte dei produttori di pannelli.

Alcuni moduli infatti contengono cadmio, piombo, selenio e altri materiali nocivi, per cui un'eventuale loro smaltimento in discarica potrebbe causare diversi danni ambientali, come ad esempio l'inquinamento delle falde acquifere sotterranee. Inoltre se i moduli finissero in discarica, le preziose risorse in esse contenute andrebbero perse. Fra queste non sono comprese soltanto il vetro e l'alluminio, ma anche il silicio purissimo (moduli cristallini) e i metalli rari quali l'indio, il tellurio, il gallio etc. etc. (moduli al CIS/CIGS e al CdTe): lo smaltimento in discarica e quindi la perdita di queste risorse non sarebbe compatibile con il principio dello sviluppo sostenibile e con la politica ambientale europea.

Ovviamente ci sono poi anche delle motivazioni etiche che renderebbero una simile forma di smaltimento moralmente inaccettabile: il fotovoltaico infatti ha basato il suo successo proprio facendo forza sul notevole contributo che è in grado di fornire alla lotta contro il cambiamento climatico e all'inquinamento in generale, quindi lo smaltimento in discarica dei moduli come un comune rifiuto non sarebbe coerente con il "carattere verde e rinnovabile" che contraddistingue l'energia solare.

Tenuto conto di ciò, il riciclaggio dei moduli rappresenta l'alternativa più auspicabile dal punto di vista ambientale e la soluzione più ecologicamente corretta. Affinché però il riciclo sia un'alternativa realmente sostenibile dal punto di vista ambientale, è

necessario che esso non si limiti al solo recupero delle frazioni di materiali che incidono maggiormente sul peso complessivo del pannello quali ad esempio il vetro e l'alluminio della cornice. Infatti, i vantaggi ambientali derivanti dal recupero del silicio e dei metalli rari sono ancora più importanti, nonostante che le rispettive percentuali in massa siano di gran lunga inferiori a quelle del vetro e dell'alluminio. Si parla in altri termini di strategie di riciclaggio di elevato valore.

Tuttavia, secondo uno studio recente [McDonald e Pearce, 2010], è stato riscontrato che attualmente mancano le motivazioni economiche necessarie a giustificare i significativi investimenti che le soluzioni di riciclaggio di elevato valore richiedono. Nel caso dei pannelli solari infatti, i costi di smaltimento in discarica sono molto più bassi di quelli di riciclaggio e inoltre, nei moduli a film sottile, il contenuto di metalli rari è talmente basso da renderne molto oneroso il recupero e quindi non profittevole economicamente.

Pertanto al fine di incentivare le pratiche di riciclaggio, e quindi un'adeguata gestione «end of life» dei moduli, una qualche forma di intervento risulta indispensabile ed auspicabile.

L'Unione Europea e i governi nazionali dovrebbero almeno prendere in considerazione l'ipotesi di applicare delle misure legislative volte a promuovere il riciclaggio dei pannelli. Una possibile soluzione ad esempio potrebbe essere l'inclusione dei moduli nelle direttive WEEE e RoHS, visto che l'articolo 13 della direttiva WEEE prevede in maniera esplicita la possibilità di estendere il campo di applicazione di quest'ultima a tali dispositivi. Ne conseguirebbe principalmente che i fabbricanti di moduli fotovoltaici sarebbero soggetti al principio della responsabilità estesa del produttore ed obbligati a garantire certi obiettivi minimi di recupero e riciclaggio. Inoltre l'applicazione della responsabilità estesa incentiverebbe i produttori di moduli a progettare prodotti che siano più semplici da disassemblare e da riciclare.

L'inclusione nella RoHS invece impedirebbe loro di impiegare certe sostanze regolamentate nella fabbricazione dei pannelli rendendo così le future attività di riciclaggio meno complesse e costose.

Tali misure inoltre costituirebbero sicuramente una fonte di vantaggio competitivo per quelle imprese che già da tempo si sono impegnate a trovare delle alternative valide ed ecologiche all'uso di materiali tossici o che hanno già istituito dei programmi di riciclaggio (ad esempio First Solar), premiandole per la notevole responsabilità ambientale dimostrata.

Sfortunatamente però un'eventuale inclusione dei moduli fotovoltaici nelle due direttive non è una decisione che può essere presa alla leggera per via delle implicazioni che potrebbe avere.

Secondo l'EPIA infatti [EPIA e PV Cycle, 2010], una simile decisione non sarebbe coerente con l'intento dell'Unione Europea di promuovere la diffusione delle energie rinnovabili. Per di più, le risorse che l'industria fotovoltaica sarebbe costretta ad allocare per adeguarsi alla direttiva WEEE non potrebbero essere allocate altrove, a danno degli investimenti in ricerca e sviluppo. Tutto ciò purtroppo potrebbe vanificare gli enormi sforzi fatti dall'industria solare per raggiungere la competitività (e quindi la grid-parity) andando a vantaggio delle tradizionali forme di generazione elettrica ad elevato impatto ambientale.

Attualmente comunque le due direttive sono in fase di revisione e l'ipotesi di estenderle anche ai pannelli solari è stata presa in considerazione, sebbene sia probabile che non ci saranno particolari novità per tali dispositivi almeno per quanto riguarda la WEEE.

Ad ogni modo, va precisato che le misure legislative non sono gli unici strumenti di cui l'Unione Europea si può avvalere per garantire la tutela dell'ambiente: in effetti esistono anche degli strumenti di carattere volontario che in alcuni casi possono risultare ancor più efficaci.

Così una valida alternativa all'inclusione dei moduli fotovoltaici nel campo di applicazione della direttiva WEEE potrebbe essere l'iniziativa intrapresa da PV Cycle. Difatti, la fondazione di tale

associazione indica chiaramente che l'industria solare intende assumersi volontariamente la responsabilità sull'intero ciclo di vita dei propri moduli fotovoltaici, impegnandosi a sviluppare e ad implementare un sistema volontario di ritiro e riciclaggio dei pannelli solari giunti a fine vita.

Si tratta in altre parole di un "accordo ambientale volontario" raggiunto dalle principali società (in termini di quota di mercato) del settore fotovoltaico attraverso il quale quest'ultime s'impegnano a garantire obiettivi minimi di raccolta e recupero molto ambiziosi, definiti con il supporto dell'Unione Europea.

In sostanza, le imprese riunite sotto PV Cycle, rappresentanti oltre l'85% del mercato europeo, hanno deciso di auto regolamentarsi e di collaborare strettamente con le istituzioni europee, al fine di rendere l'energia solare doppiamente verde e realmente sostenibile. Esse inoltre mirano contemporaneamente ad ottenere anche un riconoscimento formale di tale accordo ambientale, attraverso l'emanazione di una raccomandazione da parte dell'Unione Europea stessa.

L'aspetto più interessante di questa iniziativa è che, secondo uno studio finanziato dal Ministero federale tedesco per l'ambiente, tale accordo volontario (Voluntary Agreement) dovrebbe produrre benefici ambientali significativamente superiori rispetto a quelli derivanti da un'eventuale inclusione dei moduli FV nella direttiva WEEE.

L'analisi effettuata considera tre ipotetici scenari:

- Lo scenario definito "base" o "BAU" (business as usual);
- Lo scenario definito "WEEE";
- Lo scenario definito "Voluntary Agreement" o "Accordo Volontario".

Nello scenario base si ipotizza l'assenza di provvedimenti legislativi dedicati o di iniziative di carattere volontario, che abbiano lo scopo di promuovere il riciclaggio dei moduli. Per di più non è prevista alcuna misura specifica volta a favorire una raccolta separata. Lo

smaltimento dovrà comunque avvenire nel rispetto di certi requisiti minimi di carattere generale che sono prescritti dalle leggi vigenti nei vari paesi. S'intuisce pertanto che in questo caso i materiali semiconduttori non saranno riciclati, mentre l'alluminio, a causa del suo notevole valore economico, verrà recuperato. Il vetro dei moduli invece, se riciclato, sarà impiegato come materiale di riempimento dall'industria delle costruzioni. In definitiva quindi le possibili alternative di smaltimento considerate in questo scenario sono:

- Le discariche per rifiuti urbani (dopo un pretrattamento termico);
- Gli inceneritori per rifiuti urbani (trattamento termico e deposito delle ceneri);
- La frantumazione, seguita da uno smaltimento separato delle varie frazioni: un pretrattamento termico della frazione organica prima di essere smaltita in discarica; recupero dell'alluminio inviato al riciclaggio; smaltimento frazione vetrosa in una discarica per rifiuti da costruzione.

Sulla base di queste considerazioni, appare evidente che questo scenario sia quello meno auspicabile.

Nello scenario WEEE invece si ipotizza che i moduli fotovoltaici siano inclusi nel campo di applicazione della direttiva WEEE e che quindi i produttori di pannelli solari siano soggetti per legge al principio della responsabilità estesa del produttore.

Nell'ambito di tale scenario, si assume che i moduli giunti a fine vita saranno raccolti separatamente rispetto agli altri rifiuti, anche se si ipotizza che inevitabilmente una certa % di tali pannelli finirà con l'essere smaltita secondo le modalità dello scenario "BAU". Si prevede inoltre che la percentuale di raccolta aumenterà gradualmente fino a raggiungere entro il 2015 il 70% (della quantità di rifiuti generati).

Per di più, in accordo con i requisiti della direttiva WEEE riguardanti il trattamento delle sostanze pericolose contenute nei prodotti, i moduli, prima di essere riciclati, verranno trattati da

compagnie specializzate al fine di rimuovere e separare dalle altre frazioni le parti di metallo contenenti piombo e i materiali contenenti cadmio. Infine, nel rispetto degli obiettivi imposti dalla direttiva, si stima in media una percentuale minima di recupero di materia per modulo del 80% in peso. A tal proposito, è interessante osservare come tale obiettivo minimo possa essere raggiunto semplicemente attraverso il solo recupero del vetro e della cornice di alluminio che insieme rappresentano tipicamente più dell'80% della massa di un modulo standard.

Per quanto riguarda invece l'ultimo scenario, quello dell'accordo volontario, questo rappresenta in sostanza una sorta di modello del sistema di take-back e riciclaggio fondato da PV Cycle.

Le principali assunzioni fatte nell'ambito di tale accordo volontario prevedono che:

- la percentuale di raccolta aumenterà gradualmente fino a raggiungere entro il 2015 circa l'80% della quantità dei rifiuti generati (si osservi come questo valore sia significativamente superiore rispetto a quello relativo allo scenario WEEE);
- Come nel caso dello scenario WEEE, i componenti contenenti piombo, cadmio e altre sostanze tossiche, saranno estratti dai moduli e saranno trattati e smaltiti separatamente;
- La percentuale di recupero di materia per modulo sarà mediamente superiore all'85% in peso.

È importante inoltre sottolineare che lo scenario soprannominato "Accordo Volontario" si basa sull'impiego di approcci di riciclaggio di elevato valore e pertanto a differenza del precedente, i preziosi materiali semiconduttori come il silicio, l'indio, il tellurio, il gallio, il selenio etc. etc. potranno essere recuperati generando maggiori vantaggi ambientali.

A titolo d'esempio, in figura 1 è stato riportato l'andamento nel tempo dei benefici ecologici derivanti dal riciclaggio dei moduli fotovoltaici nel caso dello scenario "WEEE" e dello scenario "Accordo Volontario" rispetto a quello base di riferimento "BAU".

I dati rappresentati nel grafico si riferiscono alla categoria di impatto del riscaldamento globale. In particolare si osserva che sia lo scenario “WEEE” che lo scenario “Accordo Volontario” risultano essere vantaggiosi rispetto a quello base “BAU” grazie ai crediti ambientali derivanti dal riciclaggio dei materiali contenuti nei pannelli solari.

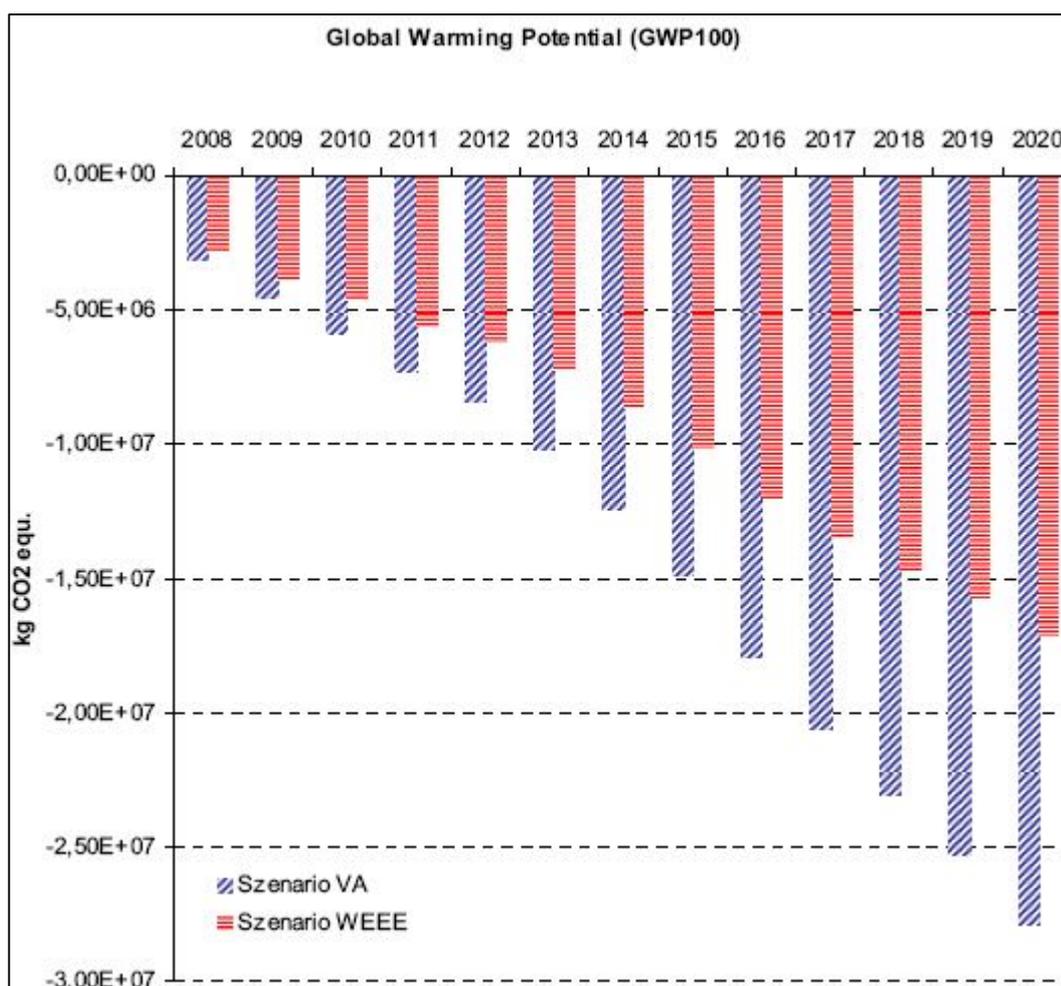


Figura 1 - Confronto tra lo scenario “WEEE” e lo scenario “Accordo Volontario” (VA)
Fonte: Sander et al., 2007

Tuttavia, dal grafico si nota chiaramente anche che l’approccio basato sull’accordo volontario genera maggiori benefici ambientali (cioè maggiori quantità di CO₂ evitate) rispetto all’inclusione dei moduli fotovoltaici nel campo di applicazione della direttiva WEEE. Risultati simili sono stati riscontrati anche per le altre categorie di impatto, seppure qui non riportati.

In conclusione quindi si può affermare che ciò che rende lo scenario “Accordo Volontario” decisamente preferibile rispetto a quello “WEEE” è riconducibile principalmente ai seguenti fattori:

- La frazione dei materiali riciclati nello scenario WEEE è relativamente inferiore rispetto allo scenario “Accordo Volontario”;
- I tassi di riciclaggio della direttiva WEEE possono essere raggiunti attraverso un’ampia gamma di processi, inclusi processi che tendono a ridurre la qualità del materiale riciclato (subciclaggio). In Germania ad esempio l’impiego del vetro come materiale da costruzione per le strade è riconosciuto come una forma di riciclaggio. Invece nel caso dello scenario “Accordo Volontario” si considerano soltanto soluzioni che siano in grado di garantire un’elevata qualità del materiale riciclato. In questo caso quindi il vetro riciclato potrà essere nuovamente utilizzato come materia prima secondaria nell’industria del vetro.
- Gli obiettivi di recupero di materia imposti dalla direttiva WEEE possono essere raggiunti facilmente senza riciclare i metalli rari e i materiali semiconduttori presenti nei moduli: è sufficiente infatti recuperare il vetro e il materiale metallico della cornice (tipicamente alluminio). Ne consegue quindi che i materiali di elevato valore come il silicio, che ha un notevole contenuto energetico, e i metalli rari utilizzati come semiconduttori andrebbero perduti in discarica, senza poter beneficiare dei crediti ambientali derivanti dal loro recupero;
- Infine, la direttiva WEEE, dovendo coprire una molto ampia gamma di prodotti, non è in condizione di prescrivere strategie specifiche per prodotto. Nel caso dell’accordo volontario invece, sono previste delle soluzioni “ad hoc” che sono molto più adatte ai moduli FV.

BIBLIOGRAFIA:

- /1/ Alsema E.A., Frankl P. e Kato K.** “Energy pay-back time of photovoltaic energy systems: present status and prospects”, Proceedings of the 2nd World Conference on Photovoltaic Solar Energy Conversion, Vienna, 1998
- /2/ Alsema E.A. e De Wild-Scholten M.J.** “The real environmental impacts of crystalline silicon pv modules: an analysis based on up-to-date manufacturers data” Proceedings of the 20th EU PVSEC, Barcelona, Spain, 2005
- /3/ Alsema E.A., De Wild-Scholten M.J. e Fthenakis V.M.** “Environmental impacts of pv electricity generation - a critical comparison of energy supply options”, Proceedings of the 21th EU PVSEC, Dresden, Germany, 2006
- /4/ Alsema E.A. e De Wild-Scholten M.J.** “Reduction of the environmental impacts in crystalline silicon module manufacturing”, Proceedings of the 22nd EU PVSEC, Milan, Italy, 2007
- /5/ Alsema E.A. e De Wild-Scholten M.J.** “Reduction of environmental impacts in crystalline silicon photovoltaic technology: an analysis of driving forces and opportunities” Proceedings of Material Research Society Symposium, 1041, 2008
- /6/ Berlen L.** “Fotovoltaico 2009, anno di transizione e di crescita”, QualeEnergia.it, 2010 disponibile su:
http://www.qualenergia.it/sommario.php?id_rivista=31
- /7/ Bianchi M., Gambarotta A. e Peretto A.** “Impatto ambientale dei sistemi energetici”, Vol 1, Nuova Edizione, Pitagora Editrice, Bologna, 2004
- /8/ Bianucci M., Bonci L., Bosio A., Lenti C., Romeo A. e Romeo N.** “Tecnologie a film sottile per moduli fotovoltaici e prospettive di una start up” atti del convegno: “Restauro Paesaggio” e Sostenibilità-Unitarietà d’azione per la governance territoriale-paesaggistica, Rimini, 2005

- /9/ Bine Information Service** “Recycling photovoltaic modules”, 2010
- /10/ Bombach E., Müller A., Wambach K. e Röver I.** “Recycling of solar cells and modules recent improvements”, Proceedings of the 20th EU PVSEC, Barcelona, Spain, 2005
- /11/ Bombach E., Röver I., Müller A., Schlenker S. et al.** “Technical experience during thermal and chemical recycling of a 23 year old PV generator formerly installed on Pellworm island”, Proceedings of the 21st EU PVSEC, Dresden, Germany, 2006
- /12/ Cheyney T.** “Poll: vast majority of Americans believe in development, use of solar energy”, News Release, PV-tech.org, 2009 disponibile a:
<http://www.pv-tech.org/news>
- /13/ Conergy Academy e Gamba M.** “Guida al modulo fotovoltaico”, BE-MA Editrice, 2010 scaricabile da:
http://www.conergy.it/PortalData/15/Resources/products/photovoltaics/pv_modules/pdf/Guida_al_modulo_fotovoltaico_def_apr10.pdf
- /14/ De Wild-Scholten M.J., Wambach K., Alsema E.A., Jäger-Waldau A.** “Implications of European environmental legislation for photovoltaic systems”, Proceedings of the 20th EU PVSEC, Barcelona, Spagna, 2005
- /15/ De Wild-Scholten M.J.** “Life Cycle Assessment of Photovoltaics: from cradle to cradle”, proceedings of the 1st International Conference on PV Module Recycling, Berlin, Germany, 2010 scaricabile da:
<http://www.epia.org/index.php?id=711>
- /15/ Dewulf J. e Van Langenhove H.** (eds.) “Renewable-based technology: sustainability assessment”, John Wiley, London, 2006
- /16/ Doi T., Tsuda I., Sakuta K. e Matsui G.** “Development of a recyclable pv-module: trial manufacturing and evaluation” Proceedings of the 3rd World Conference on Photovoltaic Energy Conversion, Osaka, Japan, 2003
- /17/ Envent** “Photovoltaics sector outlook: è oro quell che luce!”, 2007 scaricabile da:

<http://www.envent.it/analisi/analisi.aspx>
/18/ EPIA “Solar Generation V”, 2008 scaricabile da:
<http://www.epia.org/publications/epia-publications.html>
/19/ EPIA e A.T. Kerney “Set for 2020, Solar photovoltaic electricity: a mainstream power source in Europe by 2020. Executive Summary”, 2009 scaricabile da:
<http://www.setfor2020.eu/it/sintesi>
/20/ EPIA “Global market outlook for photovoltaics until 2013”, 2009 scaricabile da:
<http://www.epia.org/publications/epia-publications.html>
/21/ EPIA “Global market outlook for photovoltaics until 2014”, 2010 scaricabile da:
<http://www.epia.org/publications/epia-publications.html>
/22/ EPIA “Photovoltaic energy, electricity from the sun”, 2010 scaricabile da:
<http://www.epia.org/publications/epia-publications.html>
/23/ EPIA e PV Cycle “Recast of the WEEE directive – Joint position paper of EPIA and PV Cycle”, Brussels, 2010 scaricabile da:
<http://www.epia.org/publications/position-papers.html>
/24/ First Solar “Programma di ritiro e riciclaggio dei moduli”, 2008
/25/ Flynn H. e Bradford T. “Polysilicon: Supply, Demand, et Implications for the PV Industry”, Prometheus Institute, 2006
/26/ Franchetto F. “PV Cycle, dal 2010 raccolta e riciclaggio per i pannelli fotovoltaici”, Nextville Energie Rinnovabili ed Efficienza Energetica, 2009 disponibile su:
<http://www.nextville.it/news/173>
/27/ Fthenakis V.M. “End-of-life management and recycling of PV modules”, Energy Police, 28, pp 1051-1058, 2000
/28/ Fthenakis V.M. “Regulations on photovoltaic module disposal and recycling”, BNL, Upton, NY, 2001

- /29/ Fthenakis V.M.** “Sustainability of photovoltaics: The case for thin film solar cells,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 13, 9, pp 2746-50, 2009
- /30/ Fthenakis V.M. e Eberspacher C.** “Disposal and recycling of end-of-life pv modules”, *Proceedings of the 26th PVSC*, Anaheim, CA, 1997
- /31/ Fthenakis V.M. e Moskowitz P.D.** “Thin-film photovoltaic cells: health and environmental issues in their manufacture, use and disposal”, *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, 3, pp 295-306, 1995
- /32/ Fthenakis V.M. e Moskowitz P.D.** “Photovoltaics: environmental, health and safety issues and perspectives”, *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, 8, pp 27-38, 2000
- /33/ FV Fotovoltaici**, 3, pp 80-83, 2007
- /34/ Gabrielli F.** “La sfida del riciclaggio nel settore fotovoltaico”, *Nextville Energie Rinnovabili ed Efficienza Energetica*, 2010 disponibile su:
<http://www.nextville.it/scenari/14>
- /35/ Gløckner R., Odden J.O., Halvorsen G., Tronstad R. e De Wild-Scholten M.J.** “Environmental life cycle assessment of the Elkem Solar metallurgical process route to solar grade silicon with focus on energy consumption and greenhouse gas emissions”, *Proceedings of Silicon for the Chemical and Solar Industry IX*, Oslo, Norway, 2008
- /36/ Held M.** “Life cycle assessment of CdTe module recycling”, *Proceedings of the 24th EU PVSEC*, Hamburg, Germany, 2009
- /37/ Hester R.E. e Harrison R.M.** (eds) “Electronic waste management: Design, analysis and application”, *Issues in environmental science and technology*, 27, Royal society of chemistry, 2009
- /38/ IEA** “Trends in photovoltaic applications, survey report of selected IEA countries between 1992 and 2006”, 2007 scaricabile da:
<http://www.iea-pvps.org/>
- /39/ IEA** “PVPS-Annual Report 2009”, 2009 scaricabile da:

<http://www.iea-pvps.org/>

/40/ ISAE “Rapporto ISAE: lo stato dell’Unione Europea”, 2007
scaricabile da:

http://www.isae.it/rapporto_UE_settembre_2007.pdf

/41/ Jungbluth N., Tuchschnid M. e De Wild-Scholten M.J. “Life Cycle Assessment of Photovoltaics: Update ofecoinvent data v2.0”, ESU-services Ltd., Uster, 2008

/42/ Klugmann-Radziemska E. e Ostrowski P. “Chemical treatment of crystalline silicon solar cells as a method of recovering pure silicon from photovoltaic modules”, *Renewable Energy*, 35, pp 1751-1759, 2010

/43/ Larsen K., “End-of-life PV: then what?”, *Renewable energy focus*, 10, 4, pp 48-53, 2009

/44/ Markvart T. e Castañer L. (eds.) “Practical handbook of photovoltaics”, Elsevier, 2003

/45/ Magrini A. e Ena D. “Tecnologie solari attive e passive: collettori solari e pannelli fotovoltaici, integrazioni architettoniche, incentivi (conto energia) e agevolazioni” 3.ed., EPC libri, Roma, 2007

/46/ McDonald N.C. e Pearce J.M. “Producer responsibility and recycling solar photovoltaic modules”, *Energy Policy* (Article in press), 2010

/47/ McDonough W. e Braungart M. “Dalla culla alla culla: come conciliare tutela dell’ambiente, equità sociale e sviluppo”, Blu edizioni, Torino, 2003

/48/ Müller A., Wambach K. e Alsema E.A. “Life cycle analysis of solar module recycling process”, *Proceedings of the 20th EU PVSEC*, Barcelona, Spain, 2005

/49/ Müller A., Wambach K. e Alsema E.A. “Life cycle analysis of solar module recycling process”, *Proceedings of Material Research Society Symposium*, 895, 2006

/50/ Müller A., Schlenker S. e Wambach K. “Recycling of silicon, environmental footprints and economics”, *Proceedings of the 23rd EU PVSEC*, Valencia, Spain, 2008

- /51/ NREL** “ The potential of renewable Energy: an interlaboratory White Paper”, SERI/TP-260-3674, Golden, CO, 1990
- /52/ Palmisano G.** “Fotovoltaico Sostenibile: il riciclo dei pannelli”, *ilSole* 29centosessantatrigrati, 6, ISES ITALIA, 2009
- /53/ Pichtel J.** “Waste management practice: municipal, hazardous, and industrial” CRC press, 2005
- /54/ PV Cycle** “Dichiarazione congiunta”, 2008 scaricabile da:
http://www.pvcycle.org/uploads/media/Dichiarazione_PV_CYCLE_IT.pdf
- /55/ PV Cycle** “Newsletter”, 4, 2009 scaricabile da:
http://www.pvcycle.eu/fileadmin/pvcycle_docs/documents/Newsletter/Newsletter%204%20November%202009.pdf
- /56/ Resolved** “Recovery of solar valuable materials, enrichment and decontamination”, 2008 scaricabile da:
http://www.resolved.bam.de/eng_publications.htm
- /57/ Salerno P. e Sillani A.** “Il fotovoltaico: aspetti operativi e vantaggi economici ed ambientali”, Buffetti Editore, Roma, 2007
- /58/ Sánchez-Friera P., Galán J.E., Guarde D. e Manjón D.** “Application of intelligent material sto the design of solar modules for their active disassembly and the recycling and reuse of their components”, Proceedings of the 19th EU PVSEC, Paris, France, 2004
- /59/ Sander K., Schilling S., ReinschmidtJ., Wambach K., Schlenker S., Müller A. et al.** “Study on the development of a take back and recovery system for photovoltaic products”, Oekopol GmbH, BMU Project Report (co-financed by EPIA and BSW solar) 03MAP092, Hamburg, 2007 scaricabile da:
<http://www.pvcycle.org/index.php?id=4>
- /60/ Sinke W.C., Van Hooff W., Coletti G. et al.** “Wafer-based crystalline silicon modules at 1€/W_p: final results from the crystalclear integrated project”, Proceedings of the 24th EU PVSEC, Hamburg, Germany, 2009
- /61/ Solare Business**, 8, pp 14-16, 2009

- /62/ Spagnolo M. e Battisti R.** “Il sole nella città: l’uso del fotovoltaico nell’edilizia”, Franco Muzzio Editore, Roma, 2002
- /63/ Stoppato A.** “Life cycle assessment of photovoltaic electricity generation”, Energy, 33, pp 224-232, 2008
- /64/ SVTC** “Toward a Just and Sustainable Solar Energy Industry”, 2009 scaricabile da:
http://www.svtc.org/site/PageServer?pagename=svtc_publications
- /65/ UNEP** “Critical metals for future sustainable technologies and their recycling potential”, 2009 scaricabile da:
<http://www.unep.fr/scp/publications/details.asp?id=DTI/1202/PA>
- /66/ USGS** “Mineral Commodity Summaries”, 2008 scaricabile da:
<http://minerals.usgs.gov/minerals/pubs/mcs/2008/mcs2008.pdf>
- /67/ USGS** “Mineral Commodity Summaries”, 2010 scaricabile da:
<http://minerals.usgs.gov/minerals/pubs/mcs/2010/mcs2010.pdf>
- /68/ Wambach K., Schlenker S., Müller A., Klenk M. et al.** “The second life of a 300 kW PV Generator manufactured with recycled wafers from the oldest German PV power plant”, proceedings of the 21st EU PVSEC, Dresden, Germany, 2006
- /69/ Wambach K., Schlenker S., Konrad B., Müller A. et al.** “PVCycle - The voluntary take back system and industrial recycling of PV modules” Proceedings of the 24th EU PVSEC, Hamburg, Germany, 2009
- /70/ Zangle S.** “Regulation scenarios for waste pv-modules”, proceedings of the Workshop on Life Cycle Analysis and Recycling of Solar Modules - The “Waste” Challenge, Brussels, 2004

RIFERIMENTI NORMATIVI:

- Versione consolidata del trattato che istituisce la Comunità Europea, GU n. C 325 del 24 dicembre 2002;
- Comunicazione della Commissione al Consiglio, al Parlamento Europeo, al Comitato economico e sociale e al Comitato delle

- regioni, del 24 gennaio 2001, sul Sesto programma di azione per l'ambiente della Comunità Europea "Ambiente 2010: il nostro futuro la nostra scelta", COM(2001) 31 definitivo;
- Libro verde sulla politica integrata relativa ai prodotti, del 7 febbraio 2001, COM(2001) 68 definitivo;
 - Comunicazione della Commissione, del 21 dicembre 2005, intitolata: "Portare avanti l'utilizzo sostenibile delle risorse - Una strategia tematica sulla prevenzione e il riciclaggio dei rifiuti", COM(2005) 666 definitivo;
 - Comunicazione della Commissione, del 21 dicembre 2005, intitolata: "Strategia tematica per l'uso sostenibile delle risorse naturali", COM(2005) 670 definitivo;
 - Direttiva del Parlamento Europeo e del Consiglio 2008/98/CE, GU n. L 312 del 22/11/2008 pp 3-30;
 - Direttiva del Parlamento Europeo e del Consiglio 2002/95/CE, GU n. L 37 del 13/02/2003 pp 19-23;
 - Direttiva del Parlamento Europeo e del Consiglio 2002/96/CE, GU n. L 37 del 13/02/2003 pp 24-39;
 - Proposta di direttiva del Parlamento Europeo e del Consiglio, del 3 dicembre 2008, sui rifiuti di apparecchiature elettriche ed elettroniche, COM(2008) 810 definitivo;
 - Proposta di direttiva del Parlamento Europeo e del Consiglio, del 3 dicembre 2008, sulla restrizione dell'uso di determinate sostanze pericolose nelle apparecchiature elettriche ed elettroniche, COM(2008) 809 definitivo;
 - Progetto di relazione della Commissione per l'ambiente, la sanità pubblica e la sicurezza alimentare, del 22 febbraio 2010, sulla proposta di direttiva del Parlamento Europeo e del Consiglio sui rifiuti di apparecchiature elettriche ed elettroniche, 2008/0241 (COD);
 - Progetto di relazione della Commissione per l'ambiente, la sanità pubblica e la sicurezza alimentare, del 22 febbraio 2010, sulla proposta di direttiva del Parlamento Europeo e del

Consiglio sulla restrizione dell'uso di determinate sostanze pericolose nelle apparecchiature elettriche ed elettroniche, 2008/0240 (COD);

- Comunicazione della Commissione al Consiglio, al Parlamento Europeo, al Comitato economico e sociale e al Comitato delle regioni, del 17 luglio 2002, Gli accordi ambientali a livello di Comunità nel quadro del piano d'azione "Semplificare e migliorare la regolamentazione", COM(2002) 412 definitivo;

SITI INTERNET:

<http://www.bnl.gov/pv>

<http://www.pvcycle.org>

<http://www.firstsolar.com>

<http://www.epia.org>

<http://www.ipcrystalclear.info>

<http://www.unep.org>

<http://www.ecn.nl/m.dewild@ecn.nl>

<http://www.svtc.org/site/PageServer>