

INDICE

Introduzione.....	Pag.3
Cap.1: Effetto Fotovoltaico: Principio di Funzionamento e caratteristiche tecniche.....	Pag.8
• 1.1: Energia Solare: Caratteristiche della Radiazione Solare e come è ripartita.....	Pag.8
• 1.2: Tipi di Celle: Celle al Si cristallino e Si amorfo.....	Pag.8
• 1.3: Tipi di Impianti Fotovoltaici in base al livello di integrazione.....	Pag.10
Cap.2: Progettazione Impianto Fotovoltaico.....	Pag.12
• 2.1: Radianza e Irraggiamento del sito.....	Pag.12
• 2.2: Orientamento dei moduli.....	Pag.12
• 2.3: Rendimento impianto e fattori di influenza.....	Pag.13
Cap.3: Aspetti economici.....	Pag.16
• 3.1:Costi di un impianto fotovoltaico e previsioni future di andamento di costo.....	Pag.16
• 3.2: Tassi di Incentivazione.....	Pag.23
• 3.3: Vendita del surplus dell'energia elettrica prodotta.....	Pag.26
Conclusioni.....	Pag.29
Bibliografia.....	Pag.31

Introduzione

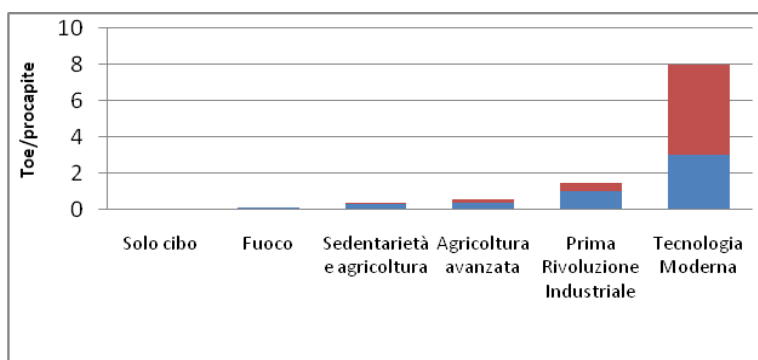
Il grande aumento della popolazione mondiale negli ultimi anni, soprattutto nell'ultimo secolo^[1] e il grande aumento dei servizi a disposizione dell'uomo, grazie alla progressiva evoluzione della specie, ha portato ad un conseguente aumento dell'energia primaria richiesta (come si può vedere dalla Tabella 3) passando da un consumo di 0,07 toe/procapite, necessari alla sopravvivenza e a garantire la possibilità di svolgere piccoli lavori senza avere perdita progressiva di peso, a 3-8 toe/procapite, variabili a seconda della posizione geografica; tutto ciò pone in primo piano, da una parte, il problema dell'inquinamento dovuto alla combustione delle fonti fossili (es. petrolio, gas naturale, carbone) con particolare attenzione all'emissione di CO₂, maggiore responsabile dell'effetto serra, e dall'altra pone in risalto la questione per cui tali fonti energetiche non siano inesauribili, ma abbiano una certa durata di vita legata alla disponibilità di risorse e al ritmo di estrazione della fonte stessa.

Year	Population
1950	2 529 346
1955	2 763 453
1960	3 023 358
1965	3 331 670
1970	3 685 777
1975	4 061 317
1980	4 437 609
1985	4 846 247
1990	5 290 452
1995	5 713 073
2000	6 115 367
2005	6 512 276
2010	6 908 688
2015	7 302 186
2020	7 674 833
2025	8 011 533
2030	8 308 895
2035	8 570 570
2040	8 801 196
2045	8 996 344
2050	9 149 984

Tab.1 Crescita della popolazione mondiale dal 1950 al 2050 (dati ONU).

Period	Population growth rate
1950-1955	1.77
1955-1960	1.80
1960-1965	1.94
1965-1970	2.02
1970-1975	1.94
1975-1980	1.77
1980-1985	1.76
1985-1990	1.75
1990-1995	1.54
1995-2000	1.36
2000-2005	1.26
2005-2010	1.18
2010-2015	1.11
2015-2020	1.00
2020-2025	0.86
2025-2030	0.73
2030-2035	0.62
2035-2040	0.53
2040-2045	0.44
2045-2050	0.34

Tab.2 Tasso di crescita della popolazione mondiale dal 1950 al 2050 (dati ONU).



Tab. 3: crescita dei consumi procapite di energia della popolazione mondiale.

Questi dati permettono di fare delle valutazioni su quelli che saranno gli scenari futuri relativi al consumo di energia in futuro. Tali scenari sono differenti fra loro, in questa Tesina proponiamo quelli avanzati dal WEO (World Energy Outlook):

-Scenario di Riferimento (Reference Scenario): fornisce una stima delle evoluzioni dei mercati energetici supponendo che, a livello mondiale, non vengano introdotte nuove politiche energetiche (business as usual). In questo caso l'incremento dell'energia primaria dal 2007 al 2030 è del 40% (si passerà da 12 a 16,8 Gtep, con un tasso di crescita medio nel consumo di energia del 1,5% annuo) come si può vedere dal seguente grafico.

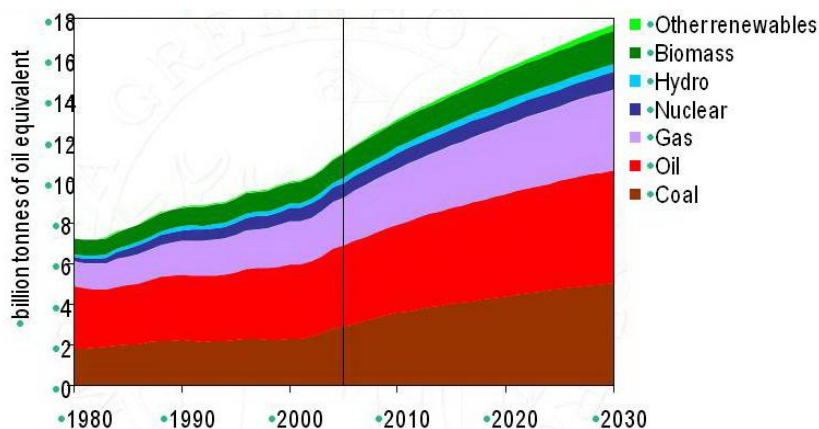


Grafico 1: Consumo mondiale di energia primaria secondo il Reference Scenario.

Possiamo vedere che, da qui al 2030, le fonti fossili (gas, carbone e petrolio) saranno ancora le fonti energetiche predominanti (anche nella generazione di energia elettrica) e tale situazione comporta inevitabilmente un aumento delle emissioni di gas serra in atmosfera (si stima una quantitativo di CO₂ emessa al 2030 che raggiungerà quota 40,2 Gt/y)^[2].

A lungo termine questo aumento di emissioni di gas serra, dovuto ad attività antropogeniche, porterà secondo questo Scenario, ad un aumento della temperatura terrestre di 6 °C con conseguenze climatiche per il nostro pianeta estremamente gravi (scioglimenti dei ghiacciai, aumento di eventi climatici straordinari quali uragani e cicloni, aumento del livello del mare ecc.) relative ad una concentrazione di CO₂ al 2100 di 1000 ppm^[3]. Tali fenomeni climatici sono già sotto l'occhio di tutti tanto che, sulla base di questi dati, l'I.P.C.C. (Intergovernmental Panel On Climate Change), organismo dell'ONU dedicato alla valutazione dei cambiamenti climatici e alle sue conseguenze, afferma che, a causa dell'aumento della temperatura intorno ai 6 °C, al 2100 ci sarà un aumento del livello dei mari di circa 60 cm e molte altre conseguenze dirette e indirette che potrebbero colpire il nostro pianeta^[4]. È quindi palese come una situazione di questo tipo non sia assolutamente sostenibile a livello ambientale e come sia necessario, a livello mondiale, l'attuazione di politiche energetiche atte a ridurre le emissioni di gas serra in atmosfera in modo da garantire un miglioramento ambientale per il futuro.

-Scenario 450: In questo Scenario si prevede l'attuazione di una politica energetica per limitare, a lungo termine (2100), la concentrazione di gas a effetto serra in atmosfera a 450 ppm (parti per milione) di CO₂ equivalente^[5]. A livello pratico, una politica energetica mondiale che segua le linee guida del Scenario 450, porterebbe ad un aumento di temperatura a lungo termine di 2 °C. Questo si traduce in un quantitativo di CO₂ emessa in atmosfera che raggiungerà il picco massimo di 30,9 Gt/y poco prima del 2020 per poi avere successivamente un calo delle emissioni fino a 26,4 Gt/y nel 2030, 13,8 Gt/y in meno dello Scenario di Riferimento^[6].

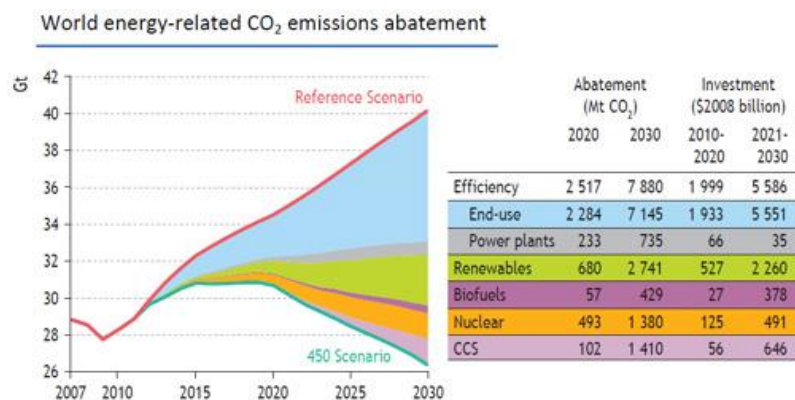


Grafico 2: Andamento emissioni CO₂ in atmosfera in base ai due scenari proposti dal WEO.
La tabella a fianco indica le principali misure di abbattimento delle emissioni e gli investimenti da fare su tali settori.

La conferenza sul clima ONU (UNCCC: United Nations Framework Convention on Climate Change), svoltasi a Cancùn alla fine del 2009 e che si svolge annualmente, ha il compito di proporre delle soluzioni atte al raggiungimento di precisi obiettivi climatici a livello mondiale, in particolare a Cancùn, tutti i Paesi partecipanti alla conferenza sono d'accordo sul fatto che è necessario ridurre l'innalzamento della temperatura terrestre a 1,5 °C, seguendo in qualche modo ciò che propone lo Scenario 450.

È necessario quindi operare su vari fronti per cercare di abbattere le 13,8 Gt/y di emissioni di CO₂ che separano lo Scenario di Riferimento dal Scenario 450, al 2030. La scelta delle modalità di riduzione delle emissioni dei gas ad effetto serra è una scelta che spetta ai vari paesi ma saranno essenzialmente due le vie principali da seguire: quella dello sviluppo dell'efficienza energetica (sia negli usi finali che nelle centrali) e in secondo luogo di sviluppare in parallelo le cosiddette Fonti Alternative di Energia (da una parte le fonti rinnovabili come idroelettrica, eolica, solare, geotermica e biomasse, e dall'altra la fissione e fusione nucleare)^[7]. La realizzazione di tali obiettivi però è anche legata ad un quantitativo di investimenti sensibilmente maggiori rispetto a ciò che è proposto dallo Scenario di Riferimento; il WEO 2009 prevede un esborso di 10,5 trilioni di dollari in più rispetto a quelli che dovrebbero essere sborsati per l'attuazione dello Scenario di Riferimento (26 trilioni di dollari)^[8].

La scelta di fare una analisi tecnico-economica della tecnologia fotovoltaica deriva dal fatto che questa tecnologia ha visto un notevole aumento della potenza installata a livello mondiale da 3 MW a 34-36 MW dal 2007 al 2010^[9] e l'interesse verso tale tecnologia ha portato l'opinione pubblica ad investire su questa forma di energia alternativa, anche in vista delle previsioni di costo fatte che si prospettano in continua riduzione, fino al raggiungimento della cosiddetta grid parity, cioè l'insieme di condizioni per cui il costo del kWh prodotto da fotovoltaico possa concorrere con i costi dell'energia elettrica da fonti tradizionali e con i prezzi della bolletta elettrica. Questa Tesina mira appunto a dimostrare, seppur con un'analisi molto semplificata, quali siano le condizioni per cui questa fonte possa effettivamente divenire competitiva in futuro; per fare ciò valuteremo le previsioni future di potenza installata, a livello mondiale, e le previsioni di riduzione di costo, sintetizzate nel cosiddetto learning factor (che indica la riduzione dei costi ogni raddoppio della potenza installata).

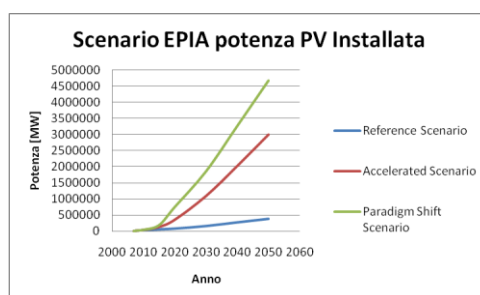


Grafico 3: Incremento della potenza fotovoltaica in nel mondo^[9].

Valuteremo quindi la vera convenienza dell'installazione di impianti fotovoltaici di piccola e grande taglia, partendo con la descrizione tecnica di un impianto fotovoltaico e del sito in cui viene installato, fino ad analizzare anche quali sono le prospettive future dell'andamento dei costi di un impianto fotovoltaico, analizzando anche gli incentivi statali previsti e le modalità di utilizzo del surplus di energia elettrica che non viene utilizzata.

CAPITOLO 1: Effetto Fotovoltaico: Principio di Funzionamento e caratteristiche tecniche.

1.1: Energia Solare: Caratteristiche della Radiazione Solare e come è ripartita.

L'energia irradiata dal sole, detta energia solare, deriva da processi di fusione dell'idrogeno contenuto nel sole stesso. L'energia che si sprigiona dal processo di fusione si propaga in modo simmetrico nello spazio fino a raggiungere la fascia esterna dell'atmosfera terrestre con una potenza per unità di superficie di 1370 W/m^2 ; questa potenza, definita **costante solare**, varia in realtà nel corso dell'anno, con il variare della distanza Terra-Sole, del $\pm 3\%$ ^[10].

L'energia solare che effettivamente arriva a Terra però è sensibilmente minore rispetto alla costante solare perché parte di questa viene assorbita dall'atmosfera e parte viene direttamente riflessa. La rappresentazione schematica che segue (Figura 1) ci permette di avere un'idea della percentuale di radiazione solare che arriva al suolo che, oltre ad essere diversa come intensità rispetto alla costante solare, è notevolmente modificata anche per ciò che riguarda la sua composizione spettrale (Grafico 4).

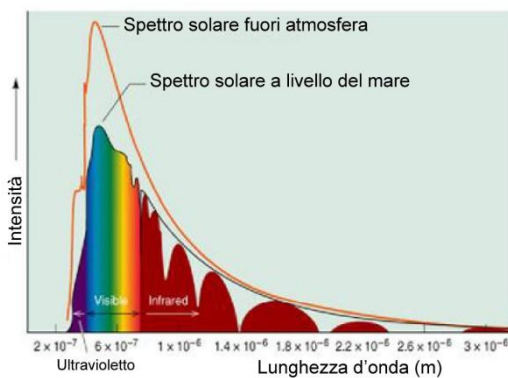


Grafico 4: Variazione composizione luce spettrale tra fuori atmosfera e livello del mare.

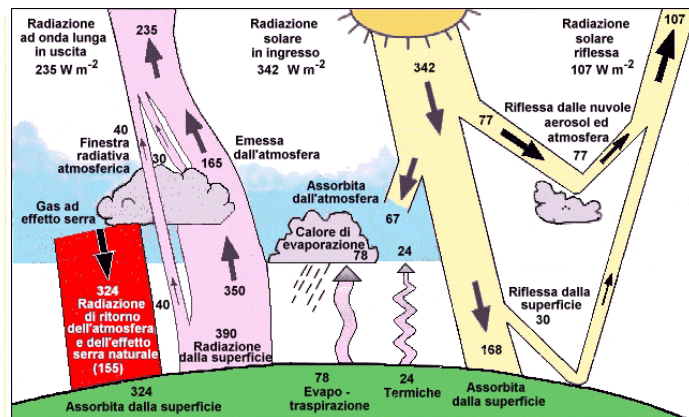


Figura 1: Quantitativo di energia solare assorbita dall'atmosfera e direttamente riflessa.

La variazione della radiazione solare, sia in spettro che in intensità, dipende dal percorso che la radiazione stessa percorre in atmosfera, la cosiddetta Massa d'Aria, che è legata a vari fattori tra cui il giorno dell'anno e l'ora considerati e dall'altitudine e latitudine del luogo scelto; a tal proposito l'IEC (International Electrotechnical Commission), con sede a Ginevra, ha definito le condizioni univoche standard per valutare le prestazioni di una cella fotovoltaica che, come abbiamo visto, nella realtà dipende dalle condizioni ambientali del sito in cui viene installato l'impianto. Tali condizioni standard sono^[11]:

- Spettro della radiazione fuori dell'atmosfera.
- Radianza pari a 1000 W/m^2 .
- Temperatura della cella pari a 25°C .

1.2: Tipi di Celle: Celle al Si Monocristallino, Multicristallino e Si amorfo.

L'elemento fondamentale che compone un impianto fotovoltaico è la cosiddetta **cella fotovoltaica** la quale permette la conversione dell'energia solare in energia elettrica. Attualmente la maggior parte sono realizzate mediante semiconduttori al Silicio e la scelta è ricaduta su questo elemento in quanto presente in natura in quantità pressoché illimitate e in più, il grande sviluppo dell'elettronica in cui il Silicio è largamente utilizzato, ne ha notevolmente sviluppato le tecniche di raffinazione, lavorazione e drogaggio. Inoltre gli scarti dei prodotti in Silicio possono essere riciclati nell'industria elettronica.

Le tecnologie attualmente più diffuse per la realizzazione di celle fotovoltaiche sono essenzialmente due:

-Celle al Silicio cristallino (mono e multi cristallino): queste coprono l'80% del mercato mondiale attuale. Il materiale semiconduttore, ottenuto mediante un processo di melting, si raffredda e solidifica nella forma di un lingotto cilindrico (in unico cristallo o più cristalli) di diametro 20-30 cm. Da questo vengono ottenute delle fettine (wafers), mediante processo di taglio con particolari seghe a filo, di spessore 250-350 μm . I wafers vengono successivamente sottoposti ad un processo ad alta temperatura (800-900 $^\circ\text{C}$) per permettere due processi fondamentali^[12]:

- **Il drogaggio:** che consiste nel diffondere all'interno del reticolo cristallino del Silicio (materiale tetravalente) delle impurità, trivalenti o pentavalenti, in percentuali molto piccole per ricreare la cosiddetta "giunzione p-n" (Figura 2).
- **La contattatura:** la realizzazione dei contatti che avranno il compito di raccogliere le cariche elettriche e garantire quindi la circolazione della corrente nel carico. Il contatto esposto al Sole deve necessariamente essere grigliato in modo che il dispositivo venga colpito dalla radiazione solare, mentre l'altro può avere qualsiasi forma.

-Celle a film sottile (al Silicio amorfo o cristallino): che copre il restante 20% del mercato e si tratta di materiale semiconduttore che può essere ottenuto in forma gassosa, con il vantaggio che può essere depositata su innumerevoli superfici d'appoggio. Nonostante questo tipo di tecnologia richieda l'utilizzo di materiali con caratteristiche particolari e non garantisca ancora a pieno una stabilità nelle prestazioni elettriche si prevede che, grazie al basso impiego di materiale e l'aumento dell'efficienza, questa tecnologia possa avere nell'immediato futuro una notevole riduzione dei costi. Inoltre questa tecnologia consente la perfetta integrazione dell'impianto fotovoltaico con gli edifici e gli elementi di arredo urbano, infatti il materiale semiconduttore viene depositato su una superficie che funge da supporto, alternando, la maggior parte delle volte, Silicio di tipo p intrinseco e di tipo n intrinseco. Mentre il contatto della superficie esposta al Sole viene ottenuto depositando un ossido trasparente e conduttore (TCO) nello strato superiore, il contatto inferiore è ottenuto mediante deposizione di un opportuno metallo^[13].

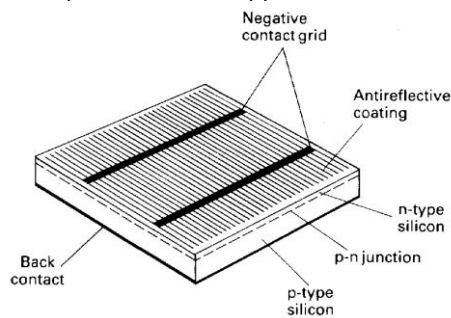


Figura 2: Rappresentazione di una giunzione p-n.

Ciò che sta alla base della generazione di energia elettrica in una cella fotovoltaica è, appunto, la giunzione p-n; gli elettroni presenti al donatore (n) diffondono nel materiale accettore (p) ricreando, nei pressi della giunzione, una zona di accettori carichi negativamente (lato p) e di donatori carichi positivamente (lato n) e quindi abbiamo un passaggio di elettroni e lacune da un lato all'altro della giunzione (zona di svuotamento) e la formazione di un campo elettrico inverso, orientato da p ad n, denominato **barriera di potenziale**.

Quando la radiazione solare colpisce la giunzione, i fotoni con un'energia superiore o uguale rispetto al gap energetico tra banda di valenza e banda di conduzione (Energy Gap=1,1 eV nel Si) fanno transitare gli elettroni presenti nella banda di valenza all'interno della banda di conduzione, ricreando al contempo nella banda di valenza un ugual numero di lacune. Gli elettroni nella banda di conduzione diffondono nel cristallo, in parte ricombinandosi con le lacune presenti nello stesso e cedendo energia sottoforma di calore, e in parte arrivano alla barriera di potenziale la quale accelera gli elettroni dal lato p al lato n portando, in presenza di un carico, alla circolazione di corrente elettrica. La Figura 3 rappresenta proprio il fenomeno appena descritto della migrazione degli elettroni, nella banda di conduzione, dal lato p al lato n.

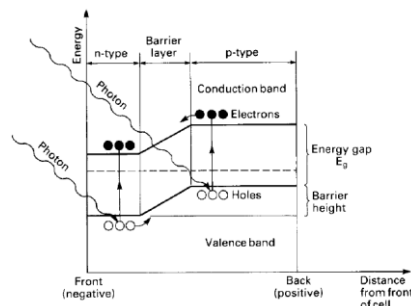


Figura 3: rappresentazione della migrazione delle cariche dal lato p al lato n.

1.3:Tipi di impianti fotovoltaici in base al livello di integrazione.

Un impianto fotovoltaico si può anche differenziare in base al livello di integrazione rispetto all'ambiente che lo circonda in tre livelli di integrazione^[14]:

-Integrazione architettonica parziale: i moduli fotovoltaici vengono montati su edifici o elementi di arredo urbano senza sostituire il materiale di costruzione delle stesse strutture. È necessario che l'impianto fotovoltaico sia progettato in modo congruo non solo dal punto di vista elettrico ma anche da un punto di vista visivo, in modo tale che esso influenzi le caratteristiche estetiche e funzionali dell'involucro architettonico, specie dal punto di vista dell'efficienza energetica. Esempi di impianti di questo tipo possono essere ad esempio gli impianti montati su tetti, terrazze, facciate di edifici, balaustre o arredi urbani quali pensiline, barriere acustiche ecc. (Figura 4).



Figura 4: Esempi di impianti fotovoltaici parzialmente integrati (da in alto a sx: su tetto, su facciata, su terrazza, su barriera acustica). (Fonte GSE)

-Integrazione architettonica totale: l'impianto viene interpretato e utilizzato come materiale edilizio convenzionale e diventa una parte attiva ed inscindibile della costruzione, in grado di contribuire positivamente alla performance energetica dell'edificio. La perfetta integrazione avviene nel momento in cui si riesce a conciliare la capacità del fotovoltaico di produrre energia elettrica con la qualità estetica dello spazio urbano che lo contiene, sia che esso venga usato come copertura, facciata o grande vetrata sia che sia usato come elemento di arredo urbano. Esempi di impianti di questo tipo possono ad esempio essere moduli fotovoltaici sostituitivi di materiali di rivestimento degli edifici, integrati in pensiline, pergole e tettoie, in sostituzione di superfici trasparenti degli edifici, integrati in barriere acustiche, integrati in elementi di illuminazione urbana e strutture pubblicitarie, utilizzati come rivestimenti e coperture, integrati a balaustre, parapetti e frangisole (in Figura 5 alcuni esempi delle installazioni appena citate).



Figura 4: esempi di impianti fotovoltaici totalmente integrati (da sx illuminazione pubblica, barriere antirumore, frangisole, pensiline).

Infine, anche se non espressamente citati nel documento GSE a cui si fa riferimento, esistono gli:

-Impianti non integrati: in cui i moduli sono ubicati al suolo, agli edifici (in modo non complanare) o ad elementi di arredo urbano senza integrarsi con l'ambiente circostante. In questo caso i moduli sono sostenuti da apposite strutture a cavalletto e a palo. In Figura 5 si possono vedere alcuni esempi di impianti non integrati.



Figura 5: Impianti non integrati(da sx: agli edifici e al suolo).

CAPITOLO 2: Progettazione di un impianto fotovoltaico.

2.1: Radianza e irraggiamento del sito.

Quando si va a progettare un impianto fotovoltaico è estremamente importante valutare il sito dove esso viene installato; oltre alla **radianza**, cioè la potenza incidente per unità di superficie (kW/m^2), dev'essere valutato in particolare il valore dell'**irraggiamento**, cioè l'energia incidente per unità di superficie in un certo intervallo di tempo (kWh/m^2 anno). Questa energia, nel caso particolare dell'impianto fotovoltaico, verrà raccolta e trasformata, con un certo rendimento, in energia elettrica disponibile in uscita. L'Italia presenta delle zone ad elevato irraggiamento medio annuo, come la Sicilia e la Calabria con circa 1700 kWh/m^2 anno, la Puglia con circa 1500 kWh/m^2 anno e altre zone invece, come ad esempio quelle della Pianura Padana, che presentano un irraggiamento medio che si aggira attorno ai 1300 kWh/m^2 anno^[15]; riflettendo su quello che è il valore dell'irraggiamento medio a livello mondiale (1500 kWh/m^2 anno), è chiaro a tutti come l'Italia si presenti come un buon sito per l'installazione di impianti fotovoltaici, soprattutto nelle zone che presentano un valore di irraggiamento più elevato, cioè nelle regioni del Sud Italia precedentemente indicate.

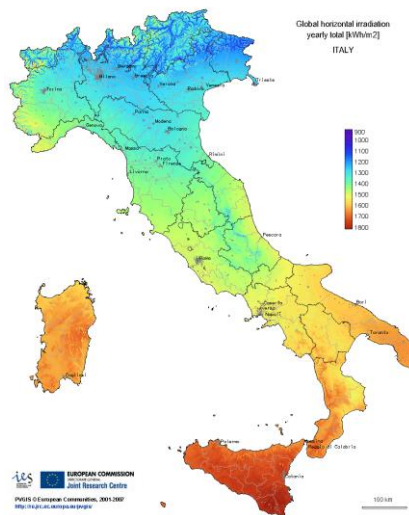


Figura 6: Mappa irraggiamento medio nazionale.

Noto il valore dell'irraggiamento medio di un sito e nota anche la radianza del sito stesso, si può andare a valutare le ore di funzionamento equivalenti alla radianza del sito, dal rapporto tra l'irraggiamento e la radianza del sito stesso.

2.2: Orientamento dei moduli.

Anche l'orientamento della superficie che intercetta la radiazione solare gioca un ruolo fondamentale nella progettazione dell'impianto; a livello tecnico infatti si va a valutare l'angolo di inclinazione tra la direzione dei raggi solari e la perpendicolare alla superficie di intercettazione della radiazione stessa (angolo di incidenza)^[16].

Il posizionamento è ottimale nel momento in cui l'angolo di incidenza è nullo e per permettere questo i pannelli fotovoltaici vengono inclinati verso Sud quando questi si trovano all'emisfero Nord e verso Nord se si trovano nell'emisfero Sud^[17]. L'angolo di inclinazione di tali pannelli dipende dalla latitudine geografica del sito e una sua variazione può portare ad una variazione dell'energia intercettata molto importante e delineata da un fattore correttivo; prendiamo ad esempio il Grafico 5, in cui si vede come la zona del Kuwait, per la posizione geografica che occupa, ha un'inclinazione ottimale di 0° con la quale il pannello è in grado di intercettare un quantitativo di energia solare maggiore rispetto ad altri livelli di inclinazione^[18]; una soluzione che risulterebbe ancora migliore è l'utilizzo di un sistema di tracking, cioè un sistema che permette al pannello fotovoltaico di seguire durante la giornata il Sole, in modo che l'angolo di incidenza sia sempre nullo e che quindi l'energia intercettata sia sempre quella massima, questa soluzione è però molto costosa e solitamente per impianti domestici è poco utilizzata.

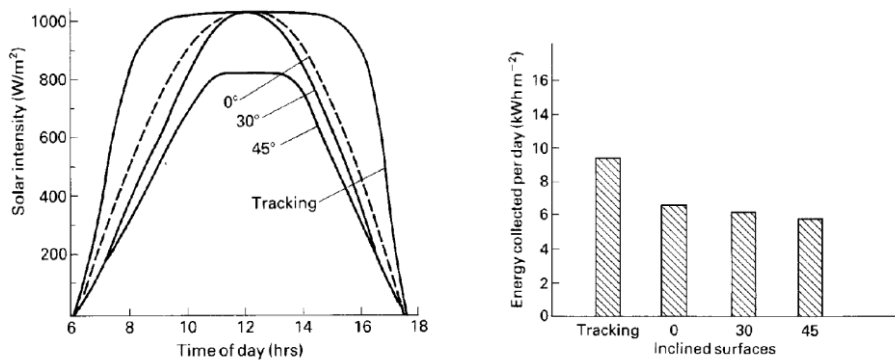


Grafico 5: energia solare intercettata al variare dell'angolo di inclinazione del pannello.

Il GSE (Gestore Servizi Elettrici), nel suo sito, fornisce anche le indicazioni per la corretta installazione dei moduli fotovoltaici in Italia, in modo che essi riescano ad intercettare la maggior potenza possibile, queste prevedono che i pannelli siano direzionati verso SUD (accettata anche SUD-EST, SUD-OVEST con limitata perdita di produzione) con inclinazione di 30-35°^[19], per il quale si può vedere che viene intercettata una potenza maggiore.

FATTORI DI CORREZIONE PER LE DIVERSE SITUAZIONI DI INCLINAZIONE E ORIENTAMENTO					
INCLINAZIONE \ ORIENTAMENTO		0°	30°	60°	90°
Est	→	0,93	0,90	0,78	0,55
Sud-Est	↘	0,93	0,96	0,88	0,66
Sud	↓	0,93	1,00	0,91	0,68
Sud-Ovest	↙	0,93	0,96	0,88	0,66
Ovest	←	0,93	0,90	0,78	0,55

Tabella 3: fattori correttivi per il calcolo dell'energia intercettata da pannello fotovoltaico con inclinazione ed orientamento differenti dalle condizioni ottimali.^[20]

2.3: Rendimento di un impianto fotovoltaico e fattori di influenza.

Oltre all'ambiente in cui viene installato, la producibilità di un impianto dipende anche da fattori puramente tecnici legati all'architettura del sistema e al tipo di servizio che l'impianto è chiamato a svolgere.

Inanzitutto se abbiamo una cella al Silicio, l'energia necessaria per liberare una coppia elettrone-lacuna corrisponde ad una lunghezza d'onda per la radiazione luminosa di 1,15 μm . La frazione di radiazione solare che ha lunghezza d'onda maggiore, quindi energia insufficiente per liberare la coppia elettrone lacuna (vedi Grafico 4), è pari al 25% dell'energia contenuta all'interno dello spettro solare, quindi teoricamente avremo a disposizione 75% dell'energia solare incidente per liberare una coppia elettrone lacuna ma, come si può sempre vedere al Grafico 4, una riduzione della lunghezza d'onda comporta un aumento dell'intensità della radiazione che risulta quindi essere in eccesso rispetto a quella richiesta; questo surplus di energia viene trasformato in calore e dissipato nell'ambiente (vedi Perdite Termiche di Figura 7).

Questi due fattori influiscono notevolmente nel rendimento della cella, tanto che se consideriamo sempre una cella al Silicio cristallino la percentuale di energia solare che è teoricamente convertibile in energia elettrica è circa il 44%.^[21]

I valori di efficienza che vengono ottenuti da una cella fotovoltaica, anche in laboratorio, sono molto distanti dal valore precedentemente indicato e ciò è dovuto a vari fattori che vanno a minare il rendimento della cella stessa e questi possono essere così riassunti^[22]:

- Non tutti i fotoni incidenti sulla cella penetrano all'interno della stessa, ma in parte vengono riflessi e altri vengono intercettati dall'elettrodo frontale (3%).
- Alcune coppie elettrone-lacuna si ricombinano prima che queste vengano separate dal campo elettrico interno alla giunzione e ciò dipende dal grado di purezza del silicio utilizzato; (5%).

- Parte dell'energia potenziale della coppia elettrone-lacuna è inefficace ai fini della conversione in energia elettrica, quindi solo una parte dell'energia prodotta dalla radiazione luminosa risulta poi energia utile; da un punto di vista circuitale (Figura 7) ciò è rappresentato dal diodo in parallelo al generatore ideale di corrente I_L (3,5%).
- L'utilizzo del contatto superiore dev'essere una buona mediazione tra l'esigenza di ricreare un buon contatto ed oscurare il meno possibile la superficie della cella esposta alla luce; circuitalmente tale fenomeno è rappresentato dalla resistenza R_s in parallelo al carico R_c (circa 10%).
- Perdite per scostamento dal valore di targa: le prestazioni di una cella fotovoltaica vengono valutate alle condizioni standard (spettro della radiazione fuori dall'atmosfera, 25°C, 1000 W/m²) ed è anche ovvio che le condizioni reali di funzionamento siano diverse da quelle standard e ciò comporta una riduzione delle prestazioni elettriche della cella stessa. In particolare all'aumentare della temperatura, diminuiscono le prestazioni della cella e comportano una perdita del 5-8%.
- Perdite di mismatch tra le stringhe: i moduli che compongono una stringa hanno prestazioni diverse l'uno dall'altro e il risultato è che non si riesce a sfruttare a pieno la potenza di targa. In termini energetici la perdita di energia è tanto più grande quanto più elevata è la potenza installata e si va quindi da una perdita dell' 1% per impianti di piccola taglia fino a 6% per impianti di potenza maggiore.

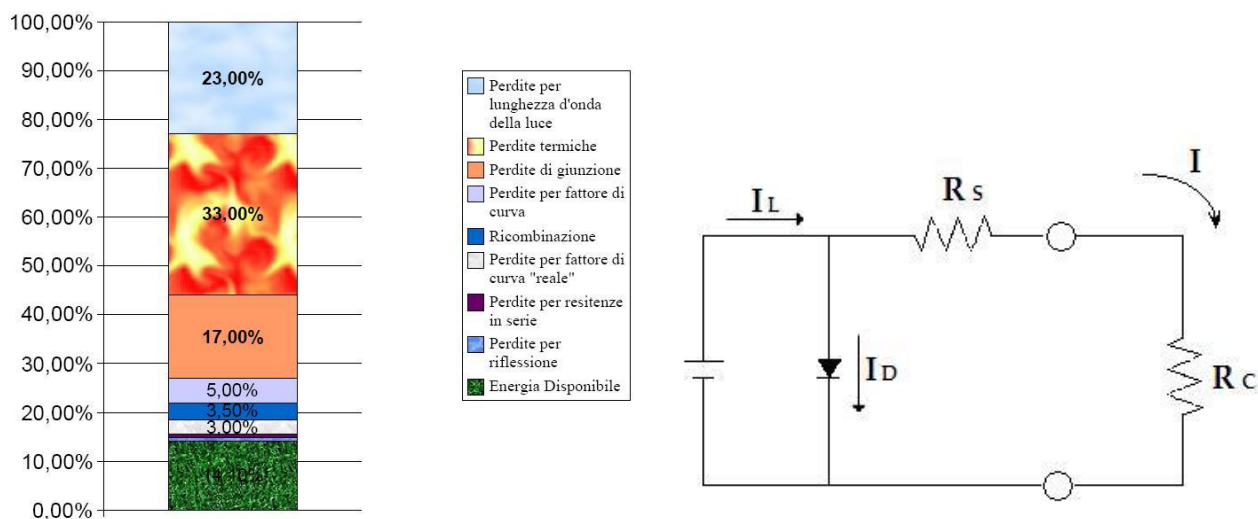


Figura 7: a sx percentuale di perdita nella cella fotovoltaica, a dx circuito equivalente di una cella fotovoltaica.

In un impianto fotovoltaico però, oltre alle perdite nella cella, abbiamo altri fattori di perdita che vanno a ridurre il rendimento dell'impianto stesso, il quale viene calcolato come prodotto tra il rendimento dei pannelli fotovoltaici e quello dell'impianto di conversione a valle degli stessi:

$$\eta_{imp} = \eta_{cella} \times \eta_{conv}$$

I punti in cui abbiamo delle perdite nell'impianto, a valle della cella, sono^[23]:

- **Perdite sui circuiti in corrente continua:** dovute in gran parte a perdite nei cavi elettrici, resistenza di contatto sugli interruttori e caduta di tensione sui diodi di blocco di protezione. Queste perdite possono essere ridotte con l'utilizzo di componenti appropriati o valutazioni tecnico economiche idonee sulle sezioni di cavo da utilizzare. Con una buona progettazione si riesce a contenere le perdite entro l'1-2%, in base alla potenza installata.
- **Perdite sul sistema di accumulo:** questi garantiscono la continuità di servizio anche nelle ore meno soleggiate e in quelle notturne e hanno anch'esse un certo rendimento legato al processo di carica e scarica dell'energia che si aggirano intorno al 10-12%.
- **Perdite sul sistema di conversione:** convertono l'energia prodotta dalla cella fotovoltaica in c.c. in energia in regime c.a.; tali perdite sono funzione della potenza in uscita e quindi dal progetto della macchina, in funzione delle condizioni di soleggiamento del sito e di quelle del carico. Il rendimento dipende da una parte dal tipo di convertitore utilizzato e dall'altra dal servizio che la macchina si trova a fare; si possono avere delle perdite di energia del 4-10% per impianti collegati in rete e di 8-15% per impianti in isola.

- **Perdite sui servizi ausiliari** (solo per grandi impianti centralizzati): negli impianti è necessario disporre di alimentazione elettrica intrinsecamente sicura per i servizi di sistema (circuiti di sicurezza, controllo, acquisizione dati ecc.) ed in più esistono anche delle apparecchiature speciali, come il sistema di filtraggio delle armoniche, che comportano anch'essi delle perdite. Nonostante una valutazione percentuale rigorosa del rendimento è molto difficile, si può stimare che la perdita sull'energia producibile è di circa 1-2%.
- **Perdite per basso soleggiamento e ombreggiamento reciproco:** le prime si hanno quando il sistema di conversione ha un autoconsumo maggiore dell'energia che si potrebbe produrre, in questo caso l'impianto, se è collegato alla rete, viene disconnesso. Le perdite per ombreggiamento reciproco sono funzione della geometria di disposizione del campo fotovoltaico e degli ostacoli all'orizzonte. Queste perdite variano dal 2 al 5%.

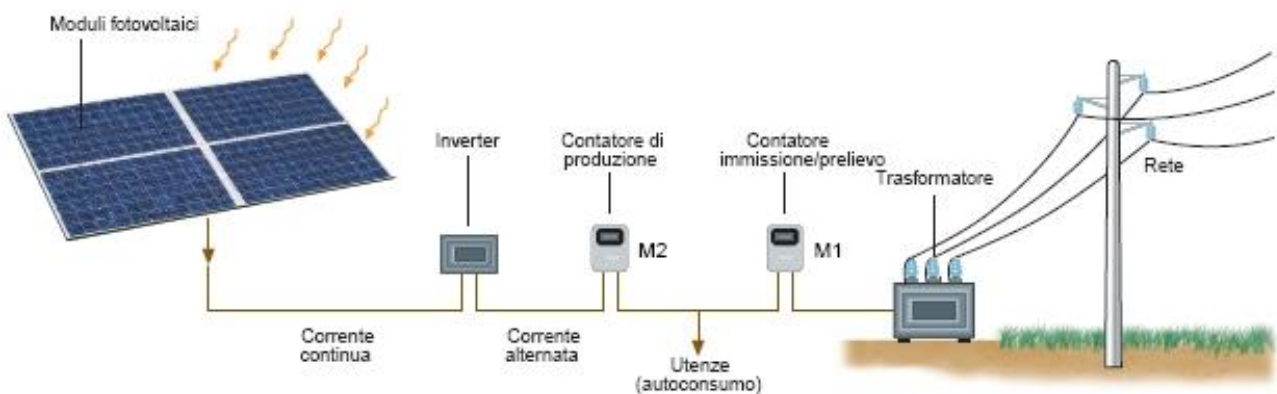


Figura 8: schema equivalente di un impianto fotovoltaico (fonte GSE)

CAPITOLO 3: Aspetti economici della realizzazione di un impianto fotovoltaico.

3.1: Costi di un impianto fotovoltaico e previsioni future di andamento di costo.

Quando si va a realizzare un impianto fotovoltaico, e non solo, dev'essere sostenuto inizialmente un costo d'investimento, il quale è ripartito in varie voci. È ovvio che, come tutti i costi che si vanno a sostenere, l'obiettivo è di ridurlo il più possibile affinché l'investimento possa essere sostenuto da un maggior numero di utenti e per permettere di conseguenza la riduzione del costo dell'energia elettrica prodotta.

Cerchiamo di vedere, con una valutazione economica semplificata che non tenga conto del tasso d'inflazione annuo, se effettivamente questa tecnologia risulta essere competitiva con le altre fonti.

La potenza fotovoltaica installata a livello mondiale, nel 2010, ha avuto una crescita di circa 15 GW di potenza installata rispetto al 2009 ed ha raggiunto circa 40 GW a fine 2010 ^[24]; per i prossimi anni EPIA propone tre possibili scenari a livello mondiale ^[25]:

- **Paradigm Shift Scenario:** chiamato anche Scenario Avanzato, fa una previsione di potenza installata per i prossimi 40 anni e prevede l'attuazione di politiche energetiche per passare dalle fonti convenzionali a quelle rinnovabili, arrivando ad una penetrazione del 12% in Europa entro il 2020 ed entro il 2030 in paesi quali India e Cina. Comunque, se tali obiettivi a breve termine non fossero raggiungibili, la previsione al 2050 è raggiungibile senza grandi cambiamenti.
- **Accelerated Scenario:** chiamato anche Moderated Scenario, prevede uno sviluppo veloce del fotovoltaico in linea con quanto si è visto negli ultimi anni. Questo Scenario può essere visto come la continuazione delle attuali politiche energetiche ed è facilmente attuabile in vent'anni senza grandi cambiamenti alla rete elettrica. Senza la presenza di economie di scala, i costi e i prezzi scendono con tassi minori rispetto al Paradigm Shift Scenario e il tasso di crescita considerato è la media dei vari tassi di crescita considerati.
- **Reference Scenario:** basato sul Scenario di Riferimento avanzato da IEA, prevede una crescita di mercato circa pari al 3,6% annuo.

MW	2007	2008	2009	2010	2015	2020	2030	2040	2050
REFERENCE SCENARIO	3	15707	22999	30261	52114	76852	155849	268893	377263
ACCELERATED SCENARIO	3	15707	22999	34986	125802	345232	1081147	2013434	2988095
PARADIGM SCENARIO	3	15707	22999	36629	179442	737173	1844937	3255905	4669100

Tabella 4: Storico e previsione potenza fotovoltaica installata nel mondo

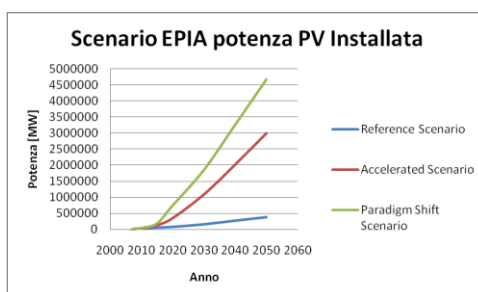


Grafico 6: Andamento della potenza fotovoltaica installata nel mondo.

La forte crescita del mercato fotovoltaico, assieme ai miglioramenti sotto il profilo tecnologico, comporta la formazione di economie di scala e quindi una riduzione di costo; ma non tutti gli elementi che compongono un impianto concorrono in egual misura alla riduzione dei costi d'investimento. Partendo dal fatto che al 2008 il costo unitario d'investimento era di 4000 USD/kW (3100 €/kW) per impianti di grande taglia e 6000 USD/kW (4600 €/kW) per impianti di piccola taglia ^[26], con l'aumento di potenza che abbiamo visto in precedenza possiamo dire che, con learning factor pari al 20% ^[27], il costo unitario d'investimento ha raggiunto quota 3000-4000 €/kW per impianti di

piccola taglia e circa 2600 €/kW per impianti di grande taglia. Cerchiamo ora di scorporare il costo d'investimento di un impianto PV e vedere quali voci sono effettivamente passibili di riduzione di costo.

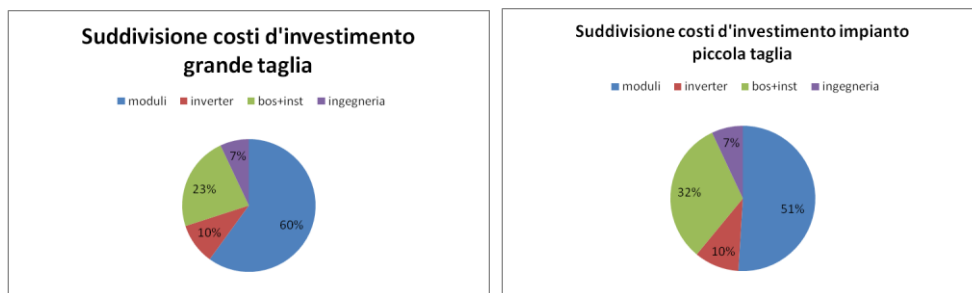


Grafico 7: Ripartizione del costo d'investimento in un impianto fotovoltaico.

- Moduli e celle fotovoltaiche:** come già detto nei capitoli precedenti, questo componente ha il compito essenzialmente di trasformare l'energia della radiazione luminosa in energia elettrica. Come possiamo vedere questa voce rappresenta il 50-60% dell'investimento^[28], a seconda della taglia, con costi che sin aggirano quindi intorno ai 1000-2000 €/kW, che varia a seconda della tecnologia utilizzata e della taglia dell'impianto. Dal punto di vista della riduzione dei costi, questa è sicuramente la voce più importante infatti, sotto questo aspetto, l'industria fotovoltaica è in continua evoluzione. Da una parte, le innovazioni tecnologiche mirano a garantire sia un miglioramento dal punto di vista del rendimento, che significherebbe una drastica riduzione nell'utilizzo di materiali e di superficie occupata, che la sostituzione di materiali che, come il Silicio, stanno riscontrando un aumento di costo a causa anche della progressiva riduzione di disponibilità.

Altro punto chiave è la riduzione dello spessore dei moduli che comporterebbe un utilizzo sempre minore di materiale per la realizzazione della cella fotovoltaica (come vedremo successivamente le maggiori multinazionali produttrici di celle fotovoltaiche stanno puntando sempre di più a tecnologie a film sottile, con l'apporto anche di maggiori incentivi statali previsti dal C.E.2011 per tale tecnologia).

Non solo le innovazioni a livello tecnologico però comporteranno la riduzione di costo prevista, ma anche altri fattori quali, ad esempio, il miglioramento dei processi di produzione, che ne riducono le rotture, e la nascita della cosiddetta economia di scala, per la quale la riduzione dei costi comporta un sostanziale aumento della produzione e quindi una riduzione ulteriore dei costi avviando il circolo vizioso "Crescita del mercato/riduzione dei prezzi/aumento della produzione". La percentuale di riduzione di costo ad ogni raddoppio della potenza (learning factor) è pari al 20% fino al 2020, 18% fino al 2030, 16% fino al 2040 e 14% fino al 2050^[29].

La cinese Suntech ha focalizzato la sua attenzione sul progetto denominato Pluto nel quale le celle raggiungono rendimenti medi del 15% (con picchi del 19-19,5%) e che riuscirà, nella cosiddetta fase 2 prevista per fine 2011, a raggiungere livelli di rendimento del 21% e nella fase 3 arrivare a 22-23%; tutto ciò, secondo Stuart Wenham attuale responsabile dello sviluppo tecnologico di Suntech, corrisponderà ad una riduzione di costi del 6%. Due sono le principali novità di Pluto: la prima è un intervento nel processo di stampa per permettere l'avvicinamento delle linee di pasta d'argento (vedi Figura 9), aumentando così il rendimento di raccolta, la seconda è l'utilizzo di wafer più sottili che consentono un risparmio dal punto di vista della quantità di materiale utilizzato^[30].

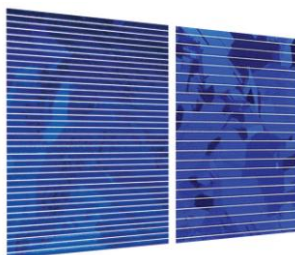


Figura 9: confronto tra modulo progetto Pluto e modulo standard.

I principali produttori mondiali di celle fotovoltaiche hanno ampliato la produzione focalizzandola in particolare su materiali quali i film sottili al Si amorfo che, secondo le previsioni, saranno destinati a sostituire le celle al Si cristallino in modo progressivo, con rendimenti sempre maggiori e costi sempre minori; si veda ad esempio la Sharp, terzo produttore di celle fotovoltaiche, che sta concentrando la produzione sui film sottili a tripla giunzione, con due strati di Si amorfo e uno al Si monocristallino^[31].

Altra grande innovazione tecnologica è quella del fotovoltaico a concentrazione che utilizza celle ad altissima efficienza, molto più costose rispetto alle tradizionali ma anche molto più piccole nelle quali, mediante concentratori ottici come le lenti di Fresnel, la componente diretta della radiazione solare arriva sempre in direzione ortogonale alla cella, grazie anche ad un sistema di tracking. L'obiettivo di questa tecnologia è quella di compensare gli elevati costi di sistema (ottica, inseguimento e raffreddamento) con l'alta efficienza delle celle stesse^[32] che ha raggiunto nei laboratori della Fraunhofer Institute for Solar Energy, il 41,1%^[33]. A livello nazionale possiamo invece citare il progetto "Scoop" (Solar Concentration Technologies Photovoltaic System) dal costo di 17 mln di €, 7 dal programma "Industria 2015" del Ministero dello Sviluppo Economico e 10 da 16 partner tra cui l'ENEL e anche l'Università degli Studi di Ferrara, maggior gruppo di ricerca in Italia su questi sistemi, stima che il fotovoltaico a concentrazione potrà arrivare a generare 10-20 volte la capacità produttiva della tecnologia attualmente disponibile, con una sensibile riduzione dei costi.

A lungo termine invece promette molto bene il fotovoltaico di terza generazione, sia dal punto di vista della riduzione dei materiali usati che la sostituzione dei materiali tradizionali con altri alternativi e meno costosi e di diversa natura, in grado anche di assorbire tutte le lunghezze d'onda, aumentando il rendimento della cella stessa. In questo campo una grossa importanza, a livello nazionale ce l'ha il Polo Chose (Center for Hybrid and Organic Solar Energy) dell'Università Tor Vergata di Roma che suddivide la gamma di celle solari organiche nelle seguenti categorie^[34]:

- ✓ CELLE "DYE SENSITIZED": questo tipo di cella è quella più vicina ad una maturazione tecnologica e quindi ad uno sfruttamento su larga scala infatti, in laboratorio, sono stati raggiunti ad ora rendimenti del 10-12%. La tecnica di assemblaggio è molto semplice, il primo substrato di vetro viene coperto da una pellicola di ossido conduttivo dello spessore uniforme di pochi millesimi di millimetro, una volta depositato lo strato di microparticelle, mediante tecniche ancora in fase di studio quali ink jet printing (stampa a getto d'inchiostro) e screen printing (tecnica simile alla serigrafia), esso viene stabilizzato e viene aggiunto il secondo substrato (controlettrodo), di dimensioni identiche al primo.

Importanti ricerche in questa direzione provengono dal progetto guidato da Giuseppe Gigli della divisione organici del laboratorio di nanotecnologie di INFN-CNR, in collaborazione con l'Istituto Italiano di Tecnologia (IIT) e l'Università del Salento.

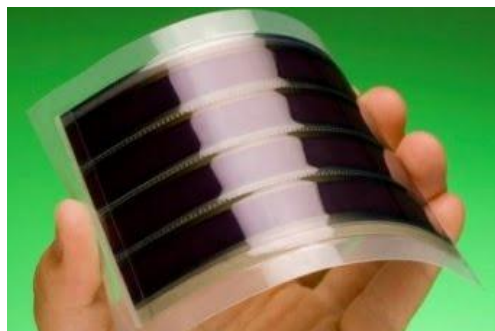


Figura 10: Cella fotovoltaica dye sensitized (DSSC).

- ✓ CELLE IBRIDE BIOLOGICHE: le ricerche attualmente mirano alla stabilizzazione dei materiali e ad aumentare il rendimento (attualmente all' 1%). Questa tipologia di celle è particolarmente

interessante per la sua ecocompatibilità sia per il materiale fotoattivo usato (di origine naturale) che il materiale usato per estrarre la carica (ossido di titanio).

- ✓ **CELLE POLIMERICHE:** sono arrivate a rendimenti del 4-5% attualmente, ma si stanno facendo grossi investimenti in ricerca e sviluppo per cercare di aumentarlo, cercando ad esempio di incapsulare il dispositivo o introdurre nano cristalli nella matrice polimerica. Questo tipo di cella è interessante in quanto le tecniche di fabbricazione sono semplici da attuare e i costi quindi si riducono.

- **Inverter:** è la componente impiantistica che permette di trasformare l'energia prodotta dai pannelli fotovoltaici, in DC, in energia utilizzabile in AC. Questo componente, che attualmente ricopre nell'impianto circa il 10% dell'investimento^[28], con un costo unitario quindi di 250-400 €/kW (a seconda della potenza installata), è basato su una tecnologia ampiamente sviluppata ed utilizzata in moltissime applicazioni e quindi molto difficilmente sarà soggetta ad importanti riduzioni di costo se non minime (il D.O.E. (Department Of Energy U.S.A.) prevede una riduzione di costi del 10%^[35] per ogni raddoppio della potenza installata).
- **Installazione+altri B.O.S.:** tali costi sono influenzati sia dalla posizione in cui vengono installati i moduli (su parete verticale, tetto ecc.) che dalla distanza tra questi e gli altri componenti dell'impianto, ma anche dalla tipologia di struttura che si va a scegliere. Questi costi saranno destinati anch'essi a non avere una riduzione di costo, tanto da mantenersi più o meno costanti a 1320 €/kW (20-30%)^[28].
- **Sviluppo e progetto:** questo costo è suddiviso in varie voci, che sono a carico del progettista. Oltre agli aspetti tecnici di questa voce di costo, quali ad esempio la redazione del progetto, il progettista deve farsi carico dei costi per le procedure amministrative quali l'ottenimento degli incentivi e il supporto per l'iter autorizzativo. Per il primo dev'essere previsto un referente tecnico per il contatto con il GSE, mentre per il secondo ci si deve attenere a ciò che è stabilito dal D.M. 19 Febbraio 2007, sostanzialmente confermato anche nell'ultimo Conto Energia, secondo cui per poter installare un impianto fotovoltaico di piccola taglia (di potenza inferiore a 20 kW) è necessario inoltrare, al Comune, la DIA (Dichiarazione di inizio attività) a meno che l'impianto non sia ubicato in zone protette^[36]. Questa voce di costo incide nel costo d'investimento per circa il 7%^[28] arrivando a 200-300 €/kW e si manterranno più o meno costanti.

Basandoci ora su quanto appena detto, cerchiamo di fare una valutazione economica della fonte fotovoltaica, valutando la sua reale convenienza economica e facendo un confronto tra impianti di piccola e grande taglia.

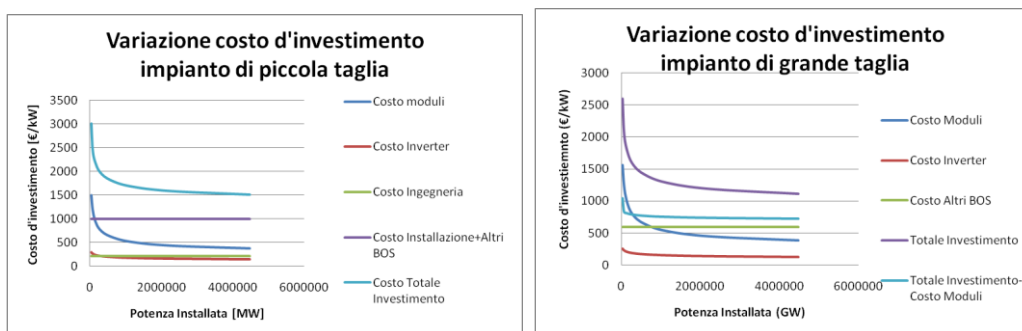


Grafico 8: Andamento del costo d'investimento con la potenza cumulata.

LEARNING FACTOR	20	10	18	16	14			
	2010		2015			2030		
POTENZA	34986	69972	139944	279888	559776	1119552	2239104	4478208
COSTI MODULI	1560	1248	998,4	798,72	654,95	537,0593	451,1298	387,9717
COSTO INVERTER	260	234	210,6	189,54	170,58	153,5274	138,1747	124,3572
COSTO INGEGNERIA	182	182	182	182	182	182	182	182
COSTO INSTALL+ALTRI BOS	598	598	598	598	598	598	598	598
TOT	2600	2080	1807	1586,3	1423,5	1288,587	1187,304	1110,329

LEARNING FACTOR	20	10	18	16	14			
	2010		2015			2030		
POTENZA	34986	69972	139944	279888	559776	1119552	2239104	4478208
COSTI MODULI	1500	1200	960	768	629,76	516,4032	433,7787	373,0497
COSTO INVERTER	300	270	243	218,7	196,83	177,147	159,4323	143,4891
COSTO INGEGNERIA	210	210	210	210	210	210	210	210
COSTO INSTALLAZIONE+ALTRI BOS	990	990	990	990	990	990	990	990
TOT	3000	2460	2193	1976,7	1816,59	1683,55	1583,211	1506,539

Tabella 5: andamento costi d'investimento con la potenza cumulata.

La riduzione dei costi d'investimento è netta e ci fa vedere che l'apporto dei moduli è quello predominante, ma ciò che ci consente di valutare la convenienza dell'investimento sulla tecnologia fotovoltaica è la valutazione del costo dell'energia elettrica L.C.E. (Average Lifetime Levelised Cost of Energy: il costo attualizzato dell'energia elettrica senza quindi tener conto del tasso di inflazione) tenendo conto del costo d'investimento, che possiamo vedere scorporato nelle sue componenti nella tabella, e del costo di Esercizio e Manutenzione (preso per semplicità pari all'1% del costo d'investimento). Utilizzando la formula semplificata, il costo dell'energia elettrica è pari a:

$$C_e = \frac{I_{sp}}{N_a \times \frac{(1+a)^n - 1}{a}} + \frac{m}{N_a}$$

Dove:

- I_{sp} : il costo d'investimento unitario [€/kW].
- N_a : numero di ore di produzione della centrale [h].
- a : tasso di sconto della tecnologia fotovoltaica (presi tassi di 5%, 7,5% e 10%).
- m : costo di esercizio e manutenzione unitario (nel nostro caso posto pari all'1% del costo d'investimento) [€/kW].
- n : anni di vita dell'impianto.

COSTI O&M	30	24,6	21,93	19,767	18,1659	16,8355	15,83211	15,06539
NUMERO ORE	1250	1250	1250	1250	1250	1250	1250	1250
ANNI DI VITA	25	25	25	25	25	25	25	25
TASSO DI SCONTO	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5
LCE 7,5	0,239306	0,196231	0,1749324	0,157678	0,144907	0,134294	0,12629	0,120174
LCE 7,5-MODULI	0,131653	0,110108	0,1060346	0,10256	0,09971	0,097233	0,095159	0,093401
TASSO DI SCONTO	5	5	5	5	5	5	5	5
LCE 5	0,194286	0,159314	0,142023	0,128015	0,117646	0,10903	0,102532	0,097566
LCE 5 -MODULI	0,109143	0,0912	0,0875315	0,084422	0,0819	0,079718	0,07791	0,076391
TASSO DI SCONTO	10	10	10	10	10	10	10	10
LCE 10	0,288403	0,236491	0,2108229	0,190029	0,174637	0,161847	0,152201	0,14483
LCE 10-MODULI	0,156202	0,130729	0,1262138	0,122342	0,119133	0,116334	0,11397	0,111952
PREZZO BOLLETTA	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19
COSTO EN ELETTR.	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09

Tabella 6: Calcolo del costo dell'energia elettrica prodotta al variare del tasso di sconto.

È possibile vedere che il costo dell'energia elettrica prodotta da impianto fotovoltaico, se le previsioni di potenza installata e learning factor precedentemente illustrate effettivamente si realizzeranno, raggiungerà in questo decennio i prezzi della bolletta elettrica ma balza subito all'occhio anche che, sia per impianti di piccola che di grande taglia, i costi non saranno mai comparabili con quelli della produzione di energia elettrica da fonti tradizionali.

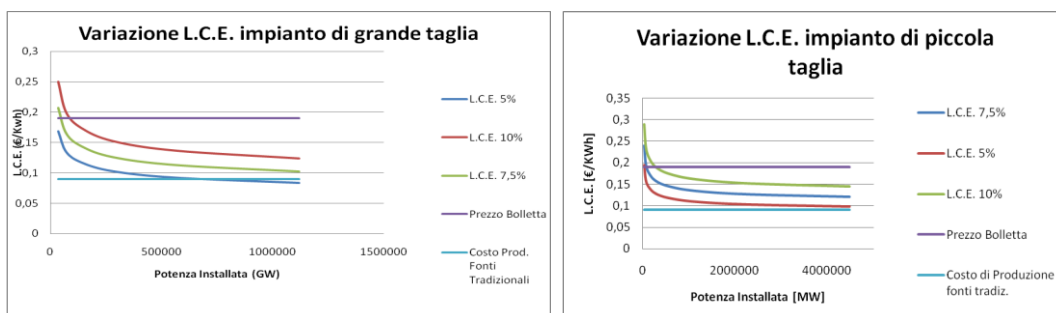


Grafico 10: Andamento della potenza cumulata senza l'apporto del costo dei moduli.

La difficoltà nel raggiungimento di questo obiettivo è facilmente dimostrabile ipotizzando che, idealmente, la componente relativa ai moduli (unica parte del costo d'investimento passibile a riduzione di costo) raggiunga un livello di costo unitario nullo; dai grafici che seguono è possibile vedere che anche in questa situazione, tra l'altro del tutto ideale, ci si avvicina ai costi di produzione delle fonti tradizionali senza però stare nettamente al di sotto; addirittura per impianti di piccola taglia ciò è ancora più difficile a causa dei costi unitari d'investimento più elevati.

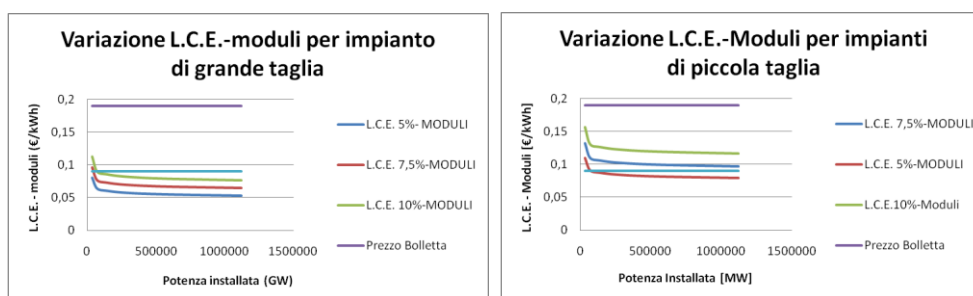


Grafico 11: Andamento del L.C.E. azzerando la voce moduli al costo d'investimento.

La produzione di energia elettrica mediante impianto fotovoltaico per una sua successiva vendita e distribuzione nella rete elettrica, ha costi troppo elevati per competere con le fonti tradizionali, a meno che la presenza di tassi d'incentivazione non permettano la vendita dell'energia elettrica a prezzi competitivi con quelli delle bollette elettriche.

Consideriamo ad esempio una centrale fotovoltaica per la produzione di energia elettrica da 60 MW; considerando un incentivo di 0,275 €/kWh^[37], di cui 0,2074 per coprire i costi dell'energia elettrica prodotta (vedi tabelle con il calcolo del L.C.E.) e supponendo di vendere l'energia elettrica a 0,18 €/kWh, avremmo un utile pari a:

$$0,275 - 0,2074 + 0,18 = 0,2476 \text{ €/kWh}$$

Considerando il numero di ore di produzione pari a 1250 h/a avremmo una produzione di energia pari a:

$$60 \times 10^6 \times 1250 = 75000 \text{ MWh/a}$$

Per cui l'investimento totale sarà circa pari a:

$$2600 \times 60 \times 10^6 = 156 \times 10^9 \text{ €}$$

Che sarà recuperabile in:

$$\frac{156 \times 10^9}{0,2476 \times 75 \times 10^3 \times 10^6} = 8,4 \text{ anni}$$

Lo stesso per impianto di piccola taglia, infatti considerando in questo caso un incentivo pari a 0,402 €/kWh^[37], con un costo unitario d'investimento pari a 3000 €/kW si avrà:

$$3 \times 1250 = 3750 \text{ kWh/a}$$

Il costo totale d'investimento totale sarà pari a:

$$3 \times 3000 = 9000 \text{ €/kW}$$

Considerando un consumo di energia elettrica annuo pari a 2845 kWh, l'investimento è recuperabile in:

$$\frac{9000}{0,402 \times 3750 + 0,18 \times 2845} = 4,46 \text{ anni}$$

Senza incentivo l'investimento è recuperabile in:

$$\frac{9000}{0,18 \times 2845} = 17,57 \text{ anni}$$

È ovvio quindi che, sia in un caso che nell'altro, l'incentivazione statale è ancora necessaria affinché questa fonte possa ritenersi competitiva, sia nel caso di produzione in centrale per la successiva distribuzione alla rete elettrica che la produzione per il consumo sul posto.

È anche vero però che una forma incentivante di questo tipo, necessaria per garantire l'iniziale sviluppo nel mercato, non può essere erogato per un tempo illimitato, ma dev'essere ridotto gradualmente in modo che essa possa a poco a poco raggiungere livelli di costo competitivi intrinsecamente.

Il Decreto Romani sulle fonti rinnovabili, approvato nel Marzo 2011, segue sia la direttiva 2009/28 CE in materia di riduzione dei tassi d'incentivazione che le iniziative al medesimo scopo intraprese in Germania (leader europeo del settore fotovoltaico); con la presente riduzione è possibile con un semplice conto come l'investimento sia recuperabile comunque in un tempo accettabile, sia nel caso di una centrale (es. 60 MW con incentivo pari a 0,22 €/kWh frutto di una riduzione del 20% dell'incentivo previsto nel C.E. 2011 e di vendere l'energia elettrica a 0,18 €/kW):

$$0,22 - 0,2074 + 0,18 = 0,1926 \text{ €/kWh}$$

Ipotizzando il numero di ore di produzione pari a 1250 h/a, avremo una produzione di energia elettrica pari a:

$$60 \times 10^6 \times 1250 = 75000 \text{ MWh/a}$$

L'investimento totale sarà pari a:

$$2600 \times 60 \times 10^6 = 156 \times 10^9 \text{ €}$$

Recuperabile in:

$$\frac{156 \times 10^9}{0,1926 \times 75 \times 10^3 \times 10^9} = 10,8 \text{ anni}$$

Per impianti di piccola taglia invece avremo che l'energia prodotta in un anno sarà pari a:

$$1250 \times 3 = 3750 \text{ kWh/a}$$

Moltiplicando il costo unitario d'investimento per la potenza installata, ipotizzata pari a 3kW, ottengo che l'investimento totale che è pari a:

$$3000 \times 3 = 9000 \text{ €}$$

Con un incentivo ridotto rispetto al C.E. 2011 del 20% e quindi pari a 0,3216 €/kWh e il prezzo in bolletta dell'energia elettrica pari 0,18 €/kWh, l'investimento risulta recuperabile in:

$$\frac{9000}{0,3216 \times 3750 + 0,18 \times 2845} = 5,23 \text{ anni}$$

Dunque è abbastanza evidente che una riduzione del 20%, abbastanza verosimile, è applicabile agli incentivi senza risentire in modo significativo nel tempo di ritorno dell'investimento e permettendo la vendita dell'energia elettrica a prezzi competitivi con quelli delle bollette elettriche.

3.2: Tassi d'incentivazione.

Come abbiamo visto l'energia elettrica prodotta da un impianto fotovoltaico viene economicamente remunerata dallo stato e le condizioni di remunerazione vengono definite, in comune accordo tra Ministero delle Attività Produttive, Ministero dell'Ambiente e Tutela del Territorio e la Conferenza Unificata, dal "Conto Energia".

Il Conto Energia è un decreto che viene emanato, con cadenza biennale, in modo tale da garantire una corretta incentivazione degli impianti fotovoltaici, tenendo conto dell'andamento dei prezzi dei prodotti energetici e dei componenti per gli impianti fotovoltaici; i criteri di remunerazione prevedono, come descritto nel decreto stesso, tariffe incentivanti decrescenti (all'aumentare della potenza installata) e di durata tale da garantire una equa remunerazione dei costi d'investimento e di esercizio^[38].

Il Conto Energia 2011 (Decreto 6 Agosto 2010, "Incentivazione della produzione di energia elettrica mediante conversione fotovoltaica della fonte solare") premia, con tariffe incentivanti maggiorate, gli impianti fotovoltaici che sfruttano le tecnologie innovative quali, ad esempio, gli impianti integrati (Tabella 6) e il fotovoltaico a concentrazione (Tabella 7), al fine di avviare commercialmente queste nuove tecnologie e permettere l'aumento della domanda che, se opportunamente coperta dall'offerta, comporterà l'aumento della produzione e quindi la riduzione dei costi.

TARIFFE INCENTIVANTI CONTO ENERGIA 2011						
INTERVALLO DI POTENZA	IMPIANTI ENTRATI IN ESERCIZIO IN DATA SUCCESSIVA AL 31 DICEMBRE 2010 ED ENTRO IL 30 APRILE 2011		IMPIANTI ENTRATI IN ESERCIZIO IN DATA SUCCESSIVA AL 30 APRILE 2011 ED ENTRO IL 31 AGOSTO 2011		IMPIANTI ENTRATI IN ESERCIZIO IN DATA SUCCESSIVA AL 31 AGOSTO 2011 ED ENTRO IL 31 DICEMBRE 2011	
	IMPIANTI FV REALIZZATI SUGLI EDIFICI	ALTRI IMPIANTI FV	IMPIANTI FV REALIZZATI SUGLI EDIFICI	ALTRI IMPIANTI FV	IMPIANTI FV REALIZZATI SUGLI EDIFICI	ALTRI IMPIANTI FV
kW	€/kWh					
1 - 3	0,402	0,362	0,391	0,347	0,380	0,333
3 - 20	0,377	0,339	0,360	0,322	0,342	0,304
20 - 200	0,358	0,321	0,341	0,309	0,323	0,285
200 - 1000	0,355	0,314	0,335	0,303	0,314	0,266
1000 - 5000	0,351	0,313	0,327	0,289	0,302	0,264
> 5000	0,333	0,297	0,311	0,275	0,287	0,251

Tabella 7: Tariffe incentivanti per impianti fotovoltaici al Si Cristallino, differenziati a seconda del livello di integrazione.(C.E.2011).

TABELLA B		
INTERVALLO DI POTENZA	Tariffa corrispondente	
[kW]	[€/kWh]	
A)	$1 \leq P \leq 20$	0,44
B)	$20 < P \leq 200$	0,40
C)	$P > 200$	0,37

Tabella 8: Tariffe incentivanti per impianti fotovoltaici integrati con caratteristiche tecnologiche.

TABELLA C

Intervallo di potenza	Tariffa corrispondente
[kW]	[€/kWh]
$1 \leq P \leq 200$	0.37
$200 < P \leq 1000$	0.32
$P > 1000$	0.28

Tabella 9: Tariffe incentivanti per impianti fotovoltaici a concentrazione.

Tale Decreto è da ritenersi valido per tutti gli impianti entrati in funzione in data successiva al 31 Dicembre 2010^[39] presentando, entro 90 giorni dalla data di entrata in esercizio dell'impianto, la richiesta di concessione della tariffa incentivante, per via telematica, al soggetto attuatore (G.S.E. Gestore Servizi Energetici) il quale provvederà, entro 120 giorni dalla data di ricevimento della richiesta, alla erogazione della tariffa spettante al soggetto responsabile, cioè colui che richiede l'incentivo e che è responsabile dell'esercizio e della manutenzione dell'impianto^[40].

È prevista inoltre la cumulabilità degli incentivi, con alcune restrizioni, con benefici e contributi pubblici per la realizzazione dell'impianto quali ad esempio^[41]:

- Contributi in Conto Capitale minori o uguali al 30% del costo d'investimento per impianti fotovoltaici di $P \leq 3$ kW.
- Contributi in Conto Capitale minori o al massimo uguali al 60% per scuole, strutture sanitarie pubbliche ed enti locali o di regioni e provincie autonome.
- Contributi in Conto Capitale minori o uguali al 30% per edifici pubblici con attività non lucrative, su aree soggette ad interventi di bonifica, impianti con caratteristiche innovative e a concentrazione.
- Finanziamenti a tasso agevolato stabiliti nella legge del 27 Dicembre 2006, n°296.
- Benefici dovuti ad accesso a Fondi di Garanzia e di Rotazione istituito da enti locali o regioni e provincie autonome.

Inoltre, fermo restando che anche per gli impianti fotovoltaici c'è la riduzione dell'I.V.A. stabilita dal Decreto del Presidente della Repubblica del 26 Ottobre 1972 n°633 e del Ministero delle Finanze del 29 Dicembre 1999, le tariffe incentivanti non sono applicabili agli impianti a cui siano state riconosciute o richieste detrazioni fiscali.

Entriamo ora nel dettaglio delle varie tipologie di impianto fotovoltaico che vengono incentivate dal Conto Energia 2011; partiamo con gli impianti solari fotovoltaici per i quali possono beneficiare delle tariffe incentivanti, per un periodo di vent'anni, le persone fisiche e giuridiche, i soggetti pubblici e i condomini di unità immobiliari, che possiedono un impianto fotovoltaico entrato in esercizio in data successiva al 31 Dicembre 2010 di potenza superiore ad 1 kW, conforme alle norme tecniche, realizzato con componenti di nuova costruzione e comunque non precedentemente impiegati; gli impianti, inoltre, devono essere collegati alla rete elettrica o a piccole reti isolate in modo che ogni singolo impianto fotovoltaico abbia un unico punto di connessione alla rete. Gli impianti che rientrano fra questi parametri hanno diritto alle tariffe incentivanti, riportate nella Tabella 5, in base alla data di entrata in esercizio dell'impianto fino al 31 Dicembre 2011; oltre tale data, per gli impianti entrati in esercizio nel 2012 e 2013, le tariffe sono quelle riportate nella terza colonna della Tabella 5 decurtate del 6% ogni anno; per ciò che riguarda invece gli impianti che entrano in esercizio dopo il 31 Dicembre 2013, saranno definite delle nuove tariffe incentivanti, mediante un nuovo decreto del Ministero dello Sviluppo Economico, di concerto con il Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Mare e del Territorio, d'intesa con la Conferenza Unificata da emanare entro il 31 Dicembre 2012, tenendo conto dei prezzi dei prodotti energetici e dei componenti per gli impianti fotovoltaici^[42].

Le tariffe, definite dal Conto Energia, vengono inoltre incrementate con premi percentuali sulla tariffa incentivante in due casi^[43]:

- **Premio abbinato per un uso efficiente dell'energia:** della quale possono godere gli impianti che ricevono una certificazione energetica che attesti la realizzazione di interventi, indicati precedentemente nell'attestato di certificazione energetica, comportanti una riduzione del 10% degli indici di prestazione energetica. Il premio viene riconosciuto dall'anno solare successivo alla data di ricevimento dell'istanza, per il periodo residuo di

diritto alla tariffa incentivante senza superare il 30% della tariffa stessa ed ha un valore pari alla metà della percentuale di riduzione di fabbisogno di energia conseguita.

- **Premi per specifiche tipologie ed applicazioni degli impianti fotovoltaici:** l'aumento della tariffa in questo caso varia a seconda delle situazioni:
 - ✓ Del 5% qualora gli impianti siano installati in zone classificate come industriali, commerciali, cave o discariche esaurite, aree di pertinenza di discariche o di siti contaminati, impianti installati su edifici che operano in regime di scambio sul posto e che sono installati da comuni con numero di abitanti inferiore alle 5000 persone.
 - ✓ Del 10% per impianti installati sulle coperture in eternit (o comunque contenenti amianto) degli edifici.
 - ✓ Del 20% per sistemi che operano in profilo di scambio prevedibile, cioè impianti, riconosciuti dal GSE, di potenza compresa tra i 200 kW e i 10 MW prodotta da più impianti fotovoltaici gestiti dal soggetto responsabile che, nello scambio con la rete, rispettiva la fascia oraria dalle 8.00 alle 20.00.
 - ✓ Gli impianti che costituiscono pergole, serre, barriere acustiche, tettoie e pensiline hanno diritto ad una tariffa pari alla media tra la tariffa per gli impianti realizzati su edifici e quella per altri impianti fotovoltaici.

Passiamo ora agli impianti fotovoltaici integrati con caratteristiche innovative; possono beneficiare delle tariffe indicate nella Tabella 6 le persone fisiche e giuridiche, soggetti pubblici e condomini di unità immobiliari che possiedono impianti fotovoltaici che utilizzano moduli e componenti speciali, sviluppati per integrarsi e sostituire elementi architettonici con i seguenti requisiti^[44]:

- Potenza compresa tra 1 kW e 5 MW.
- Conformità alle norme tecniche, costruttive e di installazione previste dalla legge.
- Utilizzo di materiali di nuova costruzione.
- Collegamento alla rete elettrica o a piccole reti isolate mediante un unico punto di connessione.

La tariffa incentivante spetta agli impianti che rispettano tali parametri e che entrino in esercizio in data successiva al 31 Dicembre 2010; le tariffe vengono definite dalla Tabella 6, se questi entrano in esercizio nel 2011, per quelli che invece entrano in funzione negli anni 2012 e 2013 la tariffa verrà decurtata del 2% ogni anno, mentre per gli impianti che entrano in esercizio in data successiva al 31 Dicembre 2013, verranno applicate le tariffe definite dal decreto che verrà emanato dal Ministero dello Sviluppo Economico, di concerto con il Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Mare e del Territorio, d'intesa con la Conferenza Unificata entro il 31 Dicembre 2012, tenendo conto dei prezzi dei prodotti energetici e dei componenti per gli impianti fotovoltaici.

Anche in questo caso la tariffa incentivante è garantita per un periodo di vent'anni a decorrere dall'entrata in esercizio dell'impianto e possono ottenere anch'essi un premio aggiuntivo per l'uso efficiente di energia^[44].

Per ciò che riguarda gli impianti a concentrazione, invece, possono beneficiare delle tariffe incentivanti solo le persone giuridiche e gli enti pubblici che possiedono impianti fotovoltaici con le seguenti caratteristiche^[45]:

- Potenza compresa tra 1 kW e 5 MW.
- Conformi alle norme tecniche definite dalla legge.
- Collegati alla rete elettrica o a piccole reti isolate, mediante un unico punto di connessione alla rete.

La tariffazione dipende, come per le altre tipologie di impianti, dalla data di entrata in esercizio dell'impianto; infatti, se entra in esercizio prima del 31 Dicembre 2011 le tariffe incentivanti sono quelle riportate in Tabella 7, mentre per impianti entrati in esercizio nel 2012 e 2013 la tariffa è quella della Tabella 7 decurtata del 2% ogni anno ed infine per gli impianti che entreranno in funzione dopo il 31 Dicembre 2013 saranno soggetti ad un nuovo Decreto emanato dal Ministero dello Sviluppo Economico, di concerto con il Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Mare e del Territorio, d'intesa con la Conferenza Unificata da emanare entro il 31 Dicembre 2012, tenendo conto dei prezzi dei prodotti energetici e dei componenti per gli impianti fotovoltaici. Gli incentivi vengono erogati per un periodo di vent'anni in moneta corrente^[46].

La tecnologia fotovoltaica, come abbiamo visto nel paragrafo precedente, è un campo che sta vivendo un rapido processo di innovazione tecnologica ed è per questo che il Ministero per lo Sviluppo Economico, di concerto con quello dell'Ambiente, del Territorio e del Mare e d'intesa con la Conferenza Unificata, può definire un provvedimento

successivo in cui vengono definite le tariffe incentivanti spettanti ad impianti fotovoltaici con innovazione tecnologica, i requisiti d'accesso e tutto ciò che è necessario per rispettare le previsioni del presente decreto.

Dunque facendo un confronto con il precedente Conto Energia, Decreto del 19 Dicembre 2007, è lampante come gli incentivi statali per gli impianti fotovoltaici tradizionali si siano sensibilmente ridotti; questa riduzione è essenzialmente legata al fatto che la tecnologia fotovoltaica al Silicio cristallino, come abbiamo visto nel precedente capitolo, si è notevolmente sviluppata rispetto all'avvento di tale tecnologia e ciò ha comportato una notevole riduzione dei prezzi e quindi una maggiore competitività nel mercato anche con incentivi parzialmente ridotti. Questa riduzione per gli impianti tradizionali è però accompagnata di pari passo dall'incentivazione di nuove tecnologie, come gli impianti a concentrazione e quelli integrati con caratteristiche innovative, che godono di un'incentivazione più consistente per permettere l'aumento della domanda di tali tecnologie con conseguente riduzione di prezzo, garantita a breve termine, se l'offerta riesce a coprire l'intera domanda. È ovvio che la competitività a lungo termine si raggiunge con interventi tecnici atti a migliorare l'efficienza delle nuove tecnologie comportare quindi una riduzione di prezzo.

Con l'introduzione del decreto Romani però la situazione del Conto Energia 2011 è notevolmente variata; infatti tale Decreto prevede che gli incentivi precedentemente citati siano validi solamente per impianti entrati in funzione entro il 31 Maggio 2011, mentre per tutti gli impianti entrati in funzione successivamente dovrà essere definito un Nuovo Conto Energia entro Aprile di quest'anno che ridefinirà gli incentivi. Oltre alla probabile riduzione degli incentivi, il Decreto Romani punta alla differenziazione degli incentivi in base alla locazione dell'impianto stesso e in particolare per ciò che riguarda i terreni agricoli gli impianti a terra non potranno superare la potenza di 1MW e, se più di uno, distanziati di almeno 2 km l'uno dall'altro^[47].

3.3: Vendita del surplus.

Non sempre però l'energia elettrica prodotta da un impianto fotovoltaico viene utilizzata dall'utente che ha installato l'impianto e si viene a creare così un surplus di energia. In tal senso le soluzioni che possono essere intraprese sono due:

- **Richiedere al gestore della rete il servizio di scambio sul posto:** l'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas (AEEG) emana la disciplina delle condizioni tecnico-economiche del servizio di scambio sul posto per energia elettrica prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza inferiore o pari a 20 kW. Tale servizio consente di compensare l'energia elettrica prodotta ed immessa in rete, in un certo momento, con quella prelevata e consumata in un momento differente, senza la possibilità però di poter vendere tale surplus di energia. Il servizio di scambio sul posto può essere richiesto alle seguenti condizioni^[48]:
 - ✓ L'utente dello scambio sul posto è un cliente finale.
 - ✓ L'utente dello scambio sul posto dispone di un impianto fotovoltaico con $P \leq 20 \text{ kW}$ entrato in funzione dopo il 31 Dicembre 2007.
 - ✓ L'utente dello scambio sul posto sia controparte del contratto di acquisto di energia elettrica dalla rete.
 - ✓ Punto di connessione alla rete unico.

Per avvalersi di questo servizio l'utente presenta istanza al G.S.E., nelle modalità stabilite, indicando se intende vendere il surplus di energia o portarla a credito per gli anni successivi, inoltre il G.S.E. stipula, con il soggetto responsabile, una convenzione con la quale regola lo scambio e le tempistiche per ciò che riguarda l'immissione di energia in rete.

Dunque, da una parte abbiamo l'utente che acquista l'intera quantità di energia elettrica da un qualsiasi venditore, mentre il G.S.E. prende in consegna l'intera energia immessa vendendola sul mercato.

Il G.S.E. riconosce un contributo all'utente finalizzato a^[48]:

- ✓ Compensare il gap tra energia immessa e prelevata; tale maggiorazione viene riportata a credito per compensare eventuali gap negativi negli anni successivi nel limite dei 3 anni successivi.
- ✓ Restituire i corrispettivi relativi all'utilizzo della rete e degli oneri generali di sistema. Possiamo definirlo una specie di incentivo a sfruttare tale servizio.

Altra cosa fondamentale è che, rispetto al Conto Energia del 28 Luglio 2005 e del 6 Febbraio 2006, viene riconosciuto l'incentivo statale qualunque sia la modalità scelta per la cessione o utilizzo del surplus, mentre in precedenza l'incentivo era erogato solo per l'energia elettrica prodotta e consumata dalle singole utenze.

- **Cedere l'energia elettrica al gestore:** come si può vedere dalla Figura 12, i produttori di energia elettrica hanno due modalità per poter vendere il surplus di energia:

- ✓ **Mediante contrattazioni bilaterali:** dove il prezzo viene concordato tra le parti (grossisti e produttori o grossisti e clienti idonei) anche se comunque viene sempre controllato dall'AEEG.
- ✓ **Vendendola nel mercato elettrico,** il quale non è altro che il punto d'incontro tra il venditore (produttore di energia elettrica) e l'acquirente (direttamente il cliente oppure mediante grossista o Acquirente Unico).

L'introduzione del Mercato elettrico, gestito dal G.M.E. Spa (Gestore del Mercato Elettrico), nel "Decreto Bersani" n°79 del 16 Marzo 1999 aveva come principio base l'abolizione del controllo monopolistico dell'Enel nella produzione e distribuzione dell'energia elettrica con la finalità di introdurre concorrenza in questo campo e quindi di:

- Stimolare la concorrenza nella produzione e nella vendita di energia elettrica.
- Migliorare l'efficienza nel dispacciamento.

All'interno del Mercato Elettrico l'energia viene venduta o ai grossisti oppure ai clienti idonei ad agire nel mercato o ancora all'Acquirente Unico; quest'ultimo possiamo definirlo come l'intermediario tra il Mercato Elettrico e i vari distributori (Sorgenia, E-ON, Enel Distribuzione ecc.) ed ha il compito di comprare nel mercato l'energia elettrica a prezzi più favorevoli per cederla ai distributori o ad imprese di vendita al dettaglio, per venderla nel mercato tutelato. Una volta che i distributori acquistano l'energia dall' Acquirente Unico, al costo medio di approvvigionamento, la rivendono ai clienti finali secondo le tariffe stabilite dall'AEEG.

Ma quanto viene pagata al produttore l'energia elettrica che esso produce? L'AEEG stabilisce quelli che sono definiti come i prezzi minimi per gli impianti alimentati da fonti rinnovabili con potenza inferiore o uguale a 1 MW. Al comma 4 si stabilisce che i prezzi minimi sono aggiornati, su base annuale, applicando ai valori in vigore nell'anno solare precedente il 40% del tasso di variazione annuale dei prezzi al consumo per le famiglie di operai e impiegati rilevato dall'Istat; in particolare per l'anno 2010, il Gestore della Rete (G.S.E. Spa), riconosce agli impianti alimentati da fonte rinnovabile con P≤1MW i seguenti prezzi minimi garantiti^[49]:

- ✓ Fino a 500000 kWh/anno 103,4 €/kWh.
- ✓ Da 500000 a 1000000 kWh/anno 87,2 €/kWh.
- ✓ Oltre i 2000000 kWh/anno 76,2 €/kWh.

I produttori devono però riconoscere dei costi al gestore di rete; tali costi, come possiamo leggere dall'art. 6 della delibera 34/05, sono^[50]:

- ✓ Un corrispettivo di 120 € per ciascun impianto e uno proporzionale all'energia ritirata pari allo 0,5% del controvalore dell'energia ritirata stessa, per coprire i costi amministrativi.
- ✓ Un ulteriore corrispettivo di 120 € per ciascun impianto e 0,5% dell'energia ritirata a copertura dei costi gestionali nel momento in cui il gestore di rete gestisce, per conto del produttore, i contratti per il servizio di trasmissione dell'energia elettrica prodotta e immessa in rete e quello per il dispacciamento dell'energia elettrica immessa (solo se l'impianto ha una potenza P≥1 MW).

Come infine si può leggere dai commi 2 e 3, comunque, la parte proporzionale all'energia ritirata, sia per ciò che riguarda i costi amministrativi che gestionali, non possono superare il valore totale annuo di 3500 €.

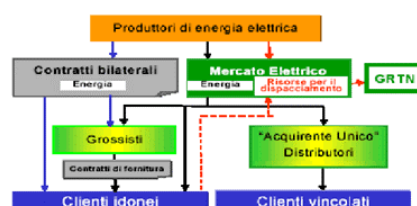


Figura 11: schematizzazione Mercato Elettrico.

Conclusioni

Questa breve trattazione sugli impianti fotovoltaici, sebbene estremamente semplificata, ci fa vedere che questa tecnologia, con le previsioni di riduzione di costo previste, non riuscirà a raggiungere, nemmeno nel lungo periodo, i costi di produzione da fonti tradizionali.

Altro aspetto fondamentale è la presenza di incentivi statali, che permettono da una parte la possibilità di vendere l'energia elettrica prodotta a prezzi competitivi con quelli in bolletta, senza minare la recuperabilità dell'investimento e, per impianti di produzione per utilizzo sul posto, consente un tempo di ritorno dell'investimento relativamente breve se rapportato alla durata di vita dell'impianto stesso (20-25 anni).

Ma quand'è che questa tecnologia potrà privarsi degli incentivi statali ed essere competitiva con le fonti di produzione di energia elettrica tradizionali? In base alle previsioni di riduzione di costo e di potenza fotovoltaica installata fatta nei capitoli precedenti, cerchiamo di vedere come l'incentivo possa essere ridotto, senza andare ad aumentare il tempo di ritorno dell'investimento; fissando il tempo di ritorno massimo dell'investimento in 6 anni, il prezzo dell'energia elettrica in bolletta pari a 18 c€/kWh, l'energia risparmiata grazie all'utilizzo di un impianto fotovoltaico di 3 kW pari ai consumi energetici annui fissati a 2845 kWh, l'energia prodotta pari a 3750 kWh e l'investimento totale come il prodotto tra l'investimento unitario e la potenza installata possiamo ricavare l'incentivo da erogare come:

$$\text{Inc} = \frac{\text{Tot. Invest.} - \text{prezzo boll} \times \text{en. Risparm.} \times \text{Na}}{\text{Na} \times \text{En. Prod.}}$$

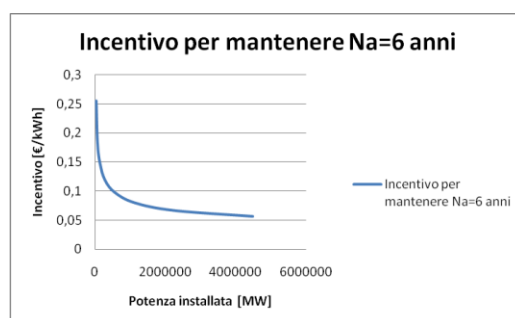


Grafico 11: incentivo da mantenere per garantire recuperabilità investimento in 6 anni.

	2010		2015			2030		
POTENZA	34986	69972	139944	279888	559776	1119552	2239104	4478208
PREZZO BOLLETTA	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18
COSTO EN ELETTR.	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09
ENERGIA RISPARMIATA	2845	2845	2845	2845	2845	2845	2845	2845
POTENZA INSTALLATA	3	3	3	3	3	3	3	3
ENERGIA PRODOTTA	3750	3750	3750	3750	3750	3750	3750	3750
INVESTIMENTO TOTALE	9000	7380	6579	5930,1	5449,77	5050,651	4749,633	4519,616
TEMPO DI RECUPERO INV.	6	6	6	6	6	6	6	6
INCENTIVO RICHiesto	0,26344	0,19144	0,15584	0,127	0,105652	0,087913	0,074535	0,064312

Tabella 10: calcolo incentivo per garantire recupero investimento in 6 anni.

Come si poteva prevedere, l'incentivo può essere ridotto senza andare per questo a minare la convenienza economica dell'investimento, misurata con il payback time. Quindi il Decreto Romani, in accordo con la direttiva 2009/28 CE e con le iniziative avanzate in Germania (paese leader nel settore degli impianti fotovoltaici) per la riduzione dei tassi d'incentivazione, è un provvedimento che non fa altro che seguire la normale legge di mercato di un qualsiasi prodotto che, per garantire una sua iniziale affermazione nonostante i possibili costi elevati, necessita di un incentivo

statale il quale verrà successivamente ridotto in modo progressivo proporzionalmente alla riduzione di costo del prodotto stesso. Abbiamo visto quindi che una riduzione dell'incentivo del 20%, estremamente criticata, in realtà non va ad intaccare la convenienza economica dell'investimento, il quale si presenterà ancora estremamente appetibile per chi desidera effettuarlo.

A mio avviso è necessario comunque avviare, oltre ad una intensa campagna informativa, dei provvedimenti a livello legislativo che propongano, a condizioni convenienti, l'installazioni di apparecchiature in grado di aumentare la resa energetica degli edifici e dall'altra di diminuire la dipendenza dalle fonti fossili. Da parte mia trovo molto interessante il progetto che si sta sviluppando, solo però a livello locale, dell'installazione di 1000 tetti fotovoltaici anche in Italia, ricalcando l'omonima iniziativa avviata in Germania.

Nel nostro paese particolare interesse desta l'iniziativa del Presidente della Regione Puglia Nichi Vendola che, come si può leggere dal sito della Regione Puglia, ha firmato a fine 2010 un protocollo d'intesa con Enel.Si per promuovere l'installazione di impianti fotovoltaici sulle coperture degli edifici. Le soluzioni proposte agli eventuali installatori sono due^[51]:

- Per 20 anni il proprietario dell'immobile usufruisce dell'energia prodotta dall'impianto fotovoltaico, ma gli incentivi statali vengono incassati da colui che si è fatto carico del costo di realizzazione, manutenzione e gestione dell'impianto. Dopo i 20 anni il proprietario dell'immobile diventa proprietario anche dell'impianto.
- Impianto di proprietà di colui che possiede l'immobile su cui è installato l'impianto, il quale gode anche degli incentivi statali.

È anche vero però che iniziative di questo tipo, a livello nazionale, risultano utopistiche in vista dei massicci interventi che devono essere fatti nell'attuale rete di distribuzione nazionale (progettata per un flusso monodirezionale di energia elettrica) per permettere che questa possa supportare i grandi flussi di energia bidirezionale che la generazione distribuita, come quella da fonti locali ed intermittenti, comporta.

Per ciò che riguarda la presenza di incentivi statali, come abbiamo visto, può e deve essere progressivamente ridotta a mano a mano che la tecnologia conosce un suo pieno sviluppo e d'altro canto è anche da tener conto che la riduzione troppo brusca degli incentivi comporterebbe però da una parte la riduzione di nuovi clienti interessati all'installazione di impianti fotovoltaici e di conseguenza porta dall'altra una riduzione occupazionale nel settore. Abbiamo inoltre visto che la riduzione degli incentivi, così come prevista anche dalle direttive Europee in materia, non va a minare la convenienza dell'investimento in tale fonte è dunque necessario, a mio avviso, avviare una politica informativa in tal senso e soprattutto cominciare ad operare degli interventi, rispettando sempre i vincoli della convenienza economica, che possano garantire in futuro un mondo meno inquinato e quindi più vivibile, utilizzando un mix di fonti energetiche in grado di garantire inoltre l'incolumità dell'uomo e dell'ambiente (aspetti che a mio avviso dovrebbero essere presi in considerazione con più attenzione nel calcolo del costo dell'energia elettrica prodotta da una certa fonte, nella valutazione economica esse vengono definite esternalità); se vogliamo fare in modo che ciò accada, garantendo allo stesso tempo uno sviluppo sostenibile economicamente, socialmente ed a livello ambientale, è necessario investire in modo deciso anche nelle fonti rinnovabili e nella rete elettrica per operare questa svolta che, secondo la mia opinione, è ambiziosa ma necessaria.

Bibliografia

1. Population Division of the Department of Economic and Social Affairs of the United Nations Secretariat, *World Population Prospects: The 2008 Revision*, sito O.N.U. <http://esa.un.org/unpp/p2k0data.asp>
2. W.E.O. 2009 (World Energy Outlook) Sintesi pg. 6.
3. W.E.O. 2009 (World Energy Outlook) Sintesi pg. 7.
4. Climate Change and Water I.P.C.C. Technical Paper VI pg. 28.
5. W.E.O. 2009 (World Energy Outlook) Sintesi pg. 3.
6. W.E.O. 2009 (World Energy Outlook) Sintesi pg. 8.
7. W.E.O. 2009 (World Energy Outlook) Sintesi pg. 9-10.
8. W.E.O. 2009 (World Energy Outlook) Sintesi pg. 10.
9. Solar Generation Power 6-Solar Photovoltaic Electricity Empowering the World EPIA pg. 73.
10. "Impianti Solari Fotovoltaici a norme CEI: Guida per Progettisti ed Installatori" di Carlo Zuccaro e Francesco Groppi pg. 9.
11. PV gap recommended specification I.E.C pg.6.
12. "Impianti Solari Fotovoltaici a norme CEI: Guida per Progettisti ed Installatori" di Carlo Zuccaro e Francesco Groppi pg. 14.
13. "Impianti Solari Fotovoltaici a norme CEI: Guida per Progettisti ed Installatori" di Carlo Zuccaro e Francesco Groppi pg. 16.
14. "Guida agli interventi validi ai fini del riconoscimento dell'integrazione architettonica del fotovoltaico - Aprile 2009" Documento G.S.E. pg. 1 e 9.
15. Mappa Solare dal sito del Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS) del J.R.C. (Joint Research Centre), European Commission.
16. "Impianti Solari Fotovoltaici a norme CEI: Guida per Progettisti ed Installatori" di Carlo Zuccaro e Francesco Groppi pg. 95.
17. "Impianti Solari Fotovoltaici a norme CEI: Guida per Progettisti ed Installatori" di Carlo Zuccaro e Francesco Groppi pg. 98.
18. Documento del Department of Engineering Reading University Whiteknights.
19. Sito G.S.E. <http://www.gse.it/attivita/ContoEnergiaF/FAQ/Pagine/Informazione sugli impianti fotovoltaici su i criteri di incentivazione in conto energia.aspx> punto 1.5.
20. "Il futuro è nelle tue mani: Guida al fotovoltaico" ENEL Green Power pg.17 .
21. "Impianti Solari Fotovoltaici a norme CEI: Guida per Progettisti ed Installatori" di Carlo Zuccaro e Francesco Groppi pg. 11.
22. "Impianti Solari Fotovoltaici a norme CEI: Guida per Progettisti ed Installatori" di Carlo Zuccaro e Francesco Groppi pg. 11-12 e 111.
23. "Impianti Solari Fotovoltaici a norme CEI: Guida per Progettisti ed Installatori" di Carlo Zuccaro e Francesco Groppi pg. 111-112.
24. Solar Generation Power 6-Solar Photovoltaic Electricity Empowering the World EPIA pg. 73.
25. Solar Generation Power 6-Solar Photovoltaic Electricity Empowering the World EPIA pg. 68.
26. "Technology Roadmap-Solar Photovoltaic Energy" I.E.A. pg.9.
27. Solar Generation Power 6-Solar Photovoltaic Electricity Empowering the World EPIA pg. 70.
28. Solar Generation Power 6-Solar Photovoltaic Electricity Empowering the World EPIA pg. 31.
29. Solar Generation Power 6-Solar Photovoltaic Electricity Empowering the World EPIA pg. 70.
30. Sito de "Il Sole 24 Ore": <http://www.ilsole24ore.biz/art/tecnologie/2010-10-13/viaggio-cuore-cina-vince-093039.shtml?uuid=AYsPoVZC&p=2>, articolo dal titolo "Viaggio a Wuxi dove nasce la rivoluzione solare cinese".
31. "Il Barometro del Fotovoltaico" sviluppato da EurObserver pg.52.
32. "La tecnologia fotovoltaica" di Laura Lancellotti (ricercatrice ENEA) pg.2.
33. Sito Internet de "Fraunhofer Institute" (uno dei maggiori gruppi europei di ricerca) <http://www.ise.fraunhofer.de/press-and-media/press-releases/press-releases-2009/world-record-41.1-efficiency-reached-for-multi-junction-solar-cells-at-fraunhofer-ise>
34. Sito C.H.O.S.E. (Center for Hybrid and Organic Solar Energy) <http://www.chose.uniroma2.it/research/celle-organiche-ibride-dssc/celle-fotovoltaiche-organiche.html>.

35. A Review of PV Inverter Technology Cost and Performance Projections, documento D.O.E. (Department of Energy) of U.S.. Pg. 49.
36. Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana del 24/08/2010, "Incentivazione della produzione di energia elettrica mediante conversione fotovoltaica della fonte solare", pg. 30 e 45.
37. Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana del 24/08/2010, "Incentivazione della produzione di energia elettrica mediante conversione fotovoltaica della fonte solare", Art. 8 Tabella Incentivi pg. 36.
38. Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana del 24/08/2010, "Incentivazione della produzione di energia elettrica mediante conversione fotovoltaica della fonte solare", pg. 29.
39. Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana del 24/08/2010, "Incentivazione della produzione di energia elettrica mediante conversione fotovoltaica della fonte solare", Art. 1 pg. 31.
40. Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana del 24/08/2010, "Incentivazione della produzione di energia elettrica mediante conversione fotovoltaica della fonte solare", Art. 4 pg. 33-34.
41. Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana del 24/08/2010, "Incentivazione della produzione di energia elettrica mediante conversione fotovoltaica della fonte solare", Art. 5 pg. 34.
42. Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana del 24/08/2010, "Incentivazione della produzione di energia elettrica mediante conversione fotovoltaica della fonte solare", Art. 8. Tabella Incentivi pg. 36.
43. Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana del 24/08/2010, "Incentivazione della produzione di energia elettrica mediante conversione fotovoltaica della fonte solare", Art. 9 pg. 37.
44. Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana del 24/08/2010, "Incentivazione della produzione di energia elettrica mediante conversione fotovoltaica della fonte solare", Art. 12 pg. 39.
45. Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana del 24/08/2010, "Incentivazione della produzione di energia elettrica mediante conversione fotovoltaica della fonte solare", Art. 13 pg. 40.
46. Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana del 24/08/2010, "Incentivazione della produzione di energia elettrica mediante conversione fotovoltaica della fonte solare", Art. 14 pg. 41.
47. Decreto Legislativo: attuazione della direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE. Art. 10 http://www.governo.it/Governo/Provvedimenti/testo_int.asp?d=62612
48. Sito A.E.E.G.: Delibera 28/06 <http://www.autorita.energia.it/it/docs/06/028-06.htm>.
49. Sito A.E.E.G.: Aggiornamento dei prezzi minimi garantiti per l'anno 2011 <http://www.autorita.energia.it/it/comunicati/11/110120dmeg.htm>.
50. Deliberazione 23 Febbraio 2005 "Modalità e condizioni economiche per il ritiro dell'energia elettrica di cui all'articolo 13, commi 3 e 4, del decreto legislativo 29 Dicembre 2003, n. 387, e al comma 41 della legge 23 Agosto 2004, n. 239 (deliberazione n. 34/05)" art.6 pg. 5.
51. Articolo pubblicato dalla sala stampa della Regione Puglia dal titolo "Fotovoltaico sui tetti, Vendola firma protocollo d'intesa con Enel.Si" <http://www.regione.puglia.it/index.php?page=pressregione&id=9493&opz=display>.