



data di pubblicazione: 2024-08

data di scadenza: 18-10-2024

Guida tecnica CEI 82-25 “Guida alla progettazione, realizzazione e gestione di sistemi di generazione fotovoltaica” – Parte 2 “I moduli fotovoltaici



INCHIESTA PUBBLICA

Sommario

Questo documento costituisce la Parte 2 “I moduli fotovoltaici” della Guida tecnica 82-25 “Guida alla progettazione, realizzazione e gestione di sistemi di generazione fotovoltaica” che è composta dalle seguenti parti:

Parte 1. Generalità - Acronimi, Definizioni e Principali Leggi, Deliberazioni e Norme (2022-08)

Parte 2. I moduli fotovoltaici

Parte 3. BOS dell'impianto FV (in corso di preparazione)

Parte 4. Progettazione (in corso di preparazione)

Parte 5. Installazione (in corso di preparazione)

Parte 6. Monitoraggio, gestione e manutenzione (in corso di preparazione)

La Guida 82-25 fornisce i criteri per la progettazione, la realizzazione e la gestione di sistemi di generazione fotovoltaica, destinati ad operare in parallelo alla rete di distribuzione di Media e di Bassa tensione, tenendo conto delle vigenti disposizioni legislative e delle indicazioni contenute nelle Norme CEI, UNI e nei documenti CENELEC e IEC pertinenti.

Tutti gli interessati possono inviare i propri commenti ai documenti in Inchiesta Pubblica utilizzando il modello (template) liberamente scaricabile alla sezione “Attività Normativa - inchieste pubbliche” sul sito <https://www.ceinorme.it/>. I commenti saranno inviati al Comitato Tecnico CEI competente e verranno tenuti in considerazione anche per esprimere una posizione CEI nelle sedi opportune. Le osservazioni dovranno pervenire al CEI entro la data di scadenza dell’inchiesta pubblica indicata per ciascun Progetto. Tale documento, in formato Microsoft Word compilato come previsto in ogni sua parte va inviato tramite e-mail all’indirizzo dt@ceinorme.it.



© CEI COMITATO ELETTROTECNICO ITALIANO - Milano 2024. Riproduzione vietata

Tutti i diritti sono riservati. Nessuna parte del presente Documento può essere riprodotta, messa in rete o diffusa con un mezzo qualsiasi senza il consenso scritto del CEI. Concessione per utente singolo. Le Norme CEI sono revisionate, quando necessario, con la pubblicazione sia di nuove edizioni sia di varianti. È importante pertanto che gli utenti delle stesse si accertino di essere in possesso dell’ultima edizione o variante.

1
2
3
4
5

CEI 82-25

Ed. 4.0

**Guida alla progettazione, realizzazione e gestione
di sistemi di generazione fotovoltaica**

PARTE 2 - I MODULI FOTOVOLTAICI

Inchiesta pubblica

6

PREFAZIONE

7 La presente Parte 2 “I moduli fotovoltaici” fa parte della Guida tecnica 82-25 “Guida alla
8 progettazione, realizzazione e gestione di sistemi di generazione fotovoltaica” che è composta
9 dalle seguenti parti:

10 Parte 1. Generalità - Acronimi, Definizioni e Principali Leggi, Deliberazioni e Norme (2022-08)

11 Parte 2. I moduli fotovoltaici

12 Parte 3. BOS dell'impianto FV (in corso di preparazione)

13 Parte 4. Progettazione (in corso di preparazione)

14 Parte 5. Installazione (in corso di preparazione)

15 Parte 6. Monitoraggio, gestione e manutenzione (in corso di preparazione)

16 La Guida 82-25, nelle parti sopra indicate, è stata preparata dal Comitato Tecnico 82 del CEI:
17 Sistemi di conversione fotovoltaica dell'energia solare⁽¹⁾ e fornisce i criteri per la progettazione,
18 la realizzazione e la gestione di sistemi di generazione fotovoltaica, destinati ad operare in
19 parallelo alla rete di distribuzione di Media e di Bassa tensione, tenendo conto delle vigenti
20 disposizioni legislative e delle indicazioni contenute nelle Norme CEI, UNI e nei documenti
21 CENELEC e IEC pertinenti.

22 La Guida si applica ai sistemi di generazione fotovoltaica dotati di moduli posizionati su strutture
23 di sostegno fisse o ad inseguimento solare, con o senza concentrazione dei raggi solari. Essa
24 non si applica agli impianti fotovoltaici isolati dalla rete elettrica del distributore, né agli impianti
25 fotovoltaici trasportabili.

26 Per i motivi sopra indicati, prima di sviluppare progetti e procedere alle conseguenti
27 realizzazioni di sistemi di generazione fotovoltaica secondo le indicazioni della presente Guida,
28 si raccomanda di verificare e tenere conto delle relative evoluzioni normative.

(1) Il Comitato CEI CT 82 ha lo scopo di preparare Norme riguardanti la costruzione, le prescrizioni, le prove e la sicurezza di sistemi e componenti per la conversione fotovoltaica dell'energia solare, dalle celle solari fino all'interfaccia col sistema elettrico cui viene fornita l'energia. Il suo principale obiettivo è quello di favorire l'introduzione dei sistemi fotovoltaici nel mercato mediante l'armonizzazione normativa. Il CT 82 è collegato al TC 82 del CENELEC (Solar photovoltaic energy systems) e al TC 82 dell'IEC (Solar photovoltaic energy systems).

29

INDICE

30	1. Scopo e campo di applicazione	6
31	2. Riferimenti normativi	6
32	3. Termini, definizioni e acronimi	6
33	4. Tipologie di moduli fotovoltaici	6
34	4.1 Moduli in silicio cristallino	7
35	4.2 Moduli a film sottile	21
36	4.3 Moduli a concentrazione solare (CPV)	22
37	4.4 Moduli ibridi FV + CPV	22
38	5. I requisiti tecnico normativi per i moduli fotovoltaici	23
39	5.1 Targhe e Fogli illustrativi	23
40	5.2 Omologazione di tipo	25
41	5.3 Certificazioni di prodotto	28
42	5.4 Progettazione Ecocompatibile	32
43	5.5 Prove supplementari sui moduli fotovoltaici	32
44	5.6 Qualifica dei sistemi di gestione del produttore	34
45	5.7 La marcatura CE	37
46	5.8 Il riciclo e il recupero dei moduli fotovoltaici a fine vita	38
47	6. Requisiti tecnico normativi per componenti dei moduli fotovoltaici	40
48	6.1 Scatola di giunzione	40
49	6.2 Connettori	40
50	6.3 Cavi	40

51 **1. Scopo e campo di applicazione**

52 Questo documento tratta i componenti e i sistemi di generazione fotovoltaica (o impianti
53 fotovoltaici), nell'ambito della Guida 82-25 per la progettazione, la realizzazione e la gestione
54 di tali sistemi, destinati ad operare in parallelo alla rete di distribuzione di Media e di Bassa
55 tensione, in accordo con le Norme CEI.

56 Questo documento è focalizzato su impianti fotovoltaici fissi e ad inseguimento solare, anche
57 con concentrazione dei raggi solari. Essa non si applica agli impianti fotovoltaici isolati dalla
58 rete elettrica del distributore, né agli impianti fotovoltaici trasportabili.

59 **2. Riferimenti normativi**

60 Le norme e le disposizioni legislative utilizzate nella presente Parte 2 della Guida 82-25 sono
61 esplicitate nella Parte 1 "Generalità - Acronimi, Definizioni e Principali Leggi, Deliberazioni e
62 Norme".

63 **3. Termini, definizioni e acronimi**

64 Di seguito sono riportati gli acronimi utilizzati più volte in questa Parte della Guida 82-25.

65	AI-BSF	Aluminum Back Surface Field Solar Cells
66	BB	Bus Bar, contatti serigrafati sulla parte frontale della cella FV
67	BSF	Back Surface Field
68	BNPI	Irraggiamento solare per dati di targa di moduli bifacciali
69	BIPV	Building Integrated Photovoltaic (fotovoltaico integrato nell'ambiente costruito)
70	FV	Fotovoltaico
71	HJT	Etero-giunzione
72	IBC	Interdigitated back contact
73	LID	Light Induced Degradation
74	PERC	Passivated Emitter and Rear Contact
75	PERL	Passivated Emitter Rear Locally Diffused
76	PERT	Passivated Emitter Rear Totally diffused
77	TOPCON	Tunnel Oxide Passivated Contact

78 Ulteriori acronimi per i componenti e gli impianti fotovoltaici sono esplicitati nella Guida 82-25
79 Parte 1 "Generalità - Acronimi, Definizioni e Principali Leggi, Deliberazioni e Norme".

80 **4. Tipologie di moduli fotovoltaici**

81 Il modulo fotovoltaico è il componente principale di un impianto fotovoltaico e trasforma la
82 radiazione solare in energia elettrica. Le caratteristiche dei moduli fotovoltaici in termini di "*bill*
83 *of materials*" (cioè, di elementi necessari per la loro realizzazione) possono variare a seconda
84 del settore di mercato al quale si rivolgono. Per esempio, per migliorare l'integrazione
85 tecnologica, estetica ed energetica di moduli fotovoltaici nell'ambiente costruito (*Building*
86 *Integrated Photovoltaics, BIPV*), si può intervenire sulla colorazione del modulo fotovoltaico
87 attraverso la colorazione delle celle, l'inserimento di fogli polimerici colorati o agendo sul vetro
88 nonché lavorando sulla trasparenza ottenuta con moduli fotovoltaici in vetro-vetro con celle
89 opportunamente distanziate.

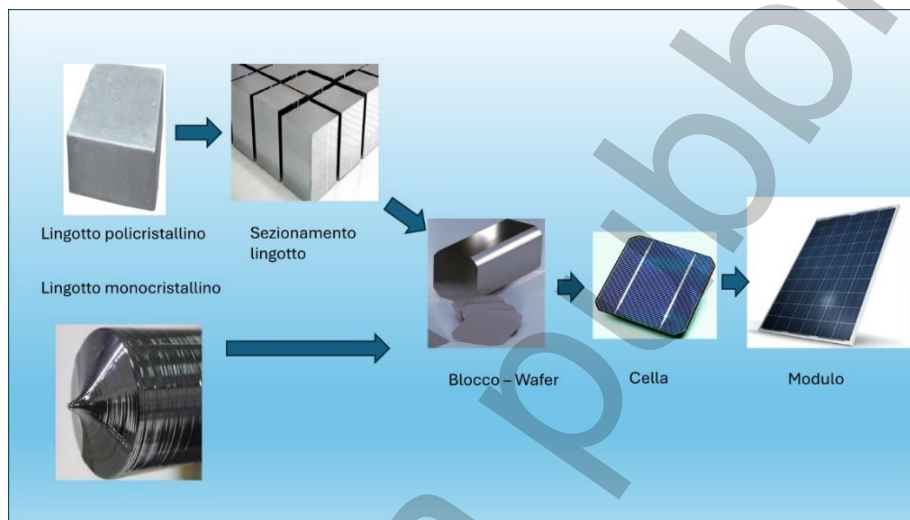
90 **4.1 Moduli in silicio cristallino**

91 **4.1.1 Caratteristiche generali**

92 Il modulo fotovoltaico è insieme di celle fotovoltaiche (il più elementare dispositivo fotovoltaico)
93 interconnesse e protette dall'ambiente circostante, in grado di fornire energia elettrica [CEI 82-
94 25/1]

95 I moduli in silicio cristallino sono quelli più diffusi a livello globale. Le celle fotovoltaiche che
96 costituiscono tali moduli fotovoltaici, a seconda della tipologia di cristallizzazione utilizzata per
97 la formazione dei lingotti, possono essere:

- 98 – Monocristalline;
- 99 – Policristalline;
- 100 – Quasi-mono.



101

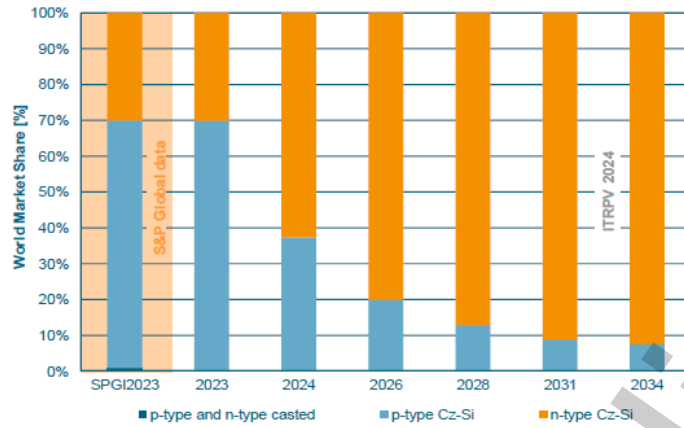
102 **Figura 4.1 - Schema di costruzione di una cella FV in Silicio cristallino e modulo:**
103 **lingotto, wafer, cella, modulo**

104 **4.1.2 Tipo di giunzione**

105 Le celle in silicio cristallino possono essere diversamente drogate e quindi si possono
106 suddividere in:

- 107 – celle con giunzione tipo P, in cui i wafer di silicio vengono drogati con boro che ha un
108 elettrone in meno del silicio e quindi le celle sono caricate positivamente;
- 109 – celle con giunzione tipo N, in cui i wafer di silicio vengono drogati con fosforo che ha un
110 elettrone in più del silicio e quindi le celle sono caricate negativamente.

111 Nonostante le celle di tipo P siano al momento più diffuse, l'industria fotovoltaica si sta
112 concentrando maggiormente sulle celle di tipo N in quanto quest'ultime permettono di ottenere
113 efficienze più elevate e sono più resistenti nei confronti di alcuni fenomeni degenerativi indotti
114 dall'esposizione alla luce come il LID (Light Induced Degradation) Figura 4.2.



115

116

117

Figura 4.2 – Quote di mercato per differenti tipi di wafer di Silicio
[International Technology Roadmap for Photovoltaic ITRPV, maggio 2024]

118

4.1.3 Geometria e dimensione delle celle

119

120

121

122

La geometria delle celle dipende principalmente dalla tecnologia con la quale vengono realizzati i lingotti di silicio cristallino. Le celle possono avere forma quadrata o ottagonale. Le celle policristalline e quasi-mono sono prevalentemente quadrate; le celle monocristalline possono avere sia forma ottagonale che quadrata.



123

124

Figura 4.3 – Geometria delle celle fotovoltaiche

125

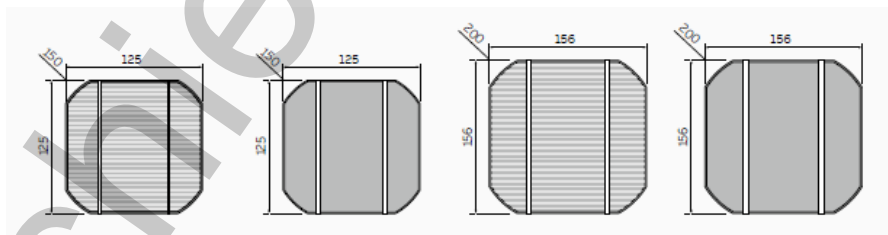
126

127

La dimensione delle celle dipende prevalentemente dalle dimensioni dei lingotti utilizzati per la realizzazione dei wafer e quindi delle celle. In passato le celle erano classificabili in 2 principali categorie:

128 – 5" – 125 mm x 125 mm

129 – 6" – 156 mm x 156 mm



130

131

Oggi, vengono prodotte celle con diverse dimensioni:

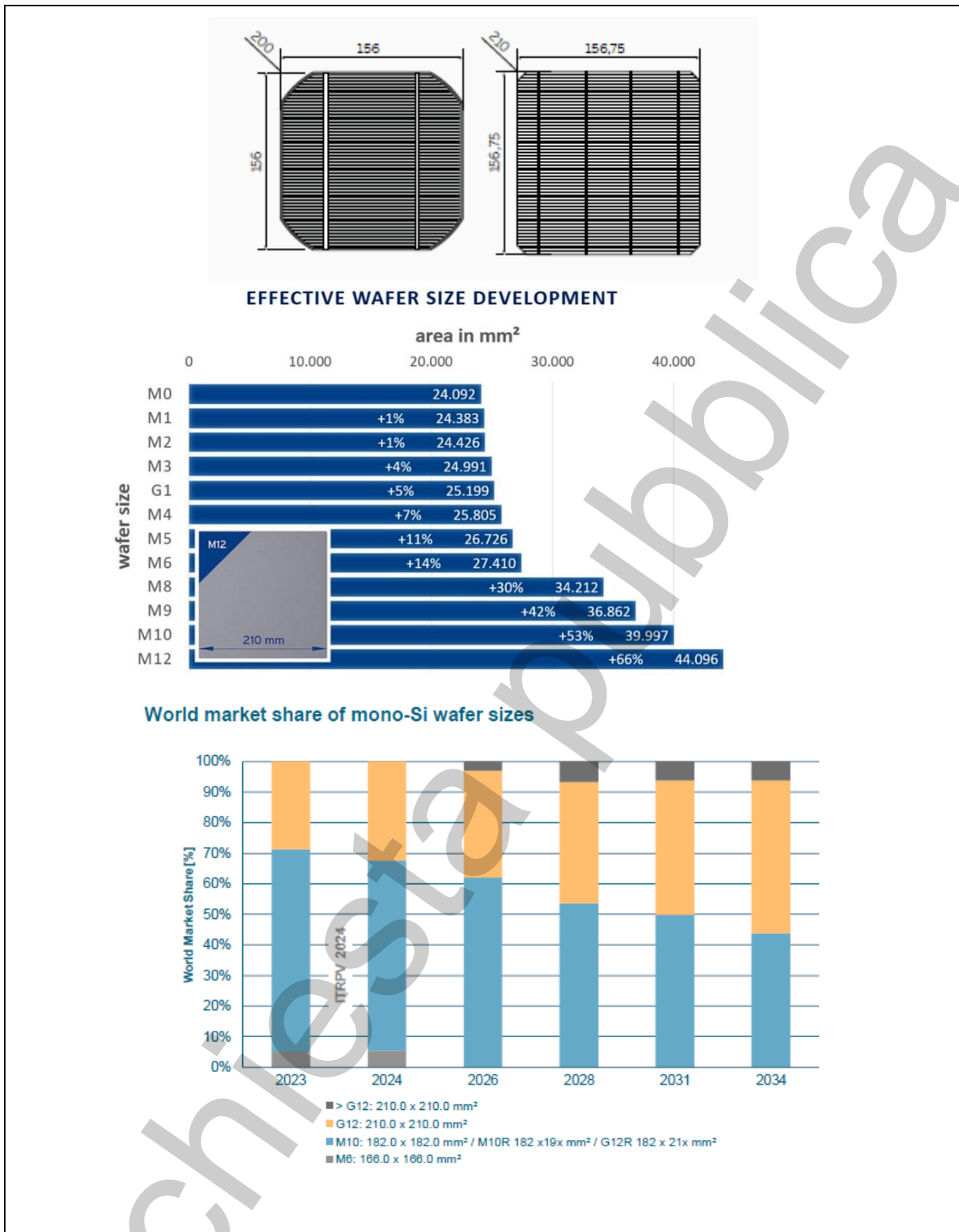


132

133

Figura 4.4 - Celle con diverse dimensioni

134 Nel caso di celle con forma ottagonale, a parità di larghezza e altezza della cella, in funzione
135 del diametro del lingotto utilizzato, può variare la dimensione della diagonale della cella.



136
137

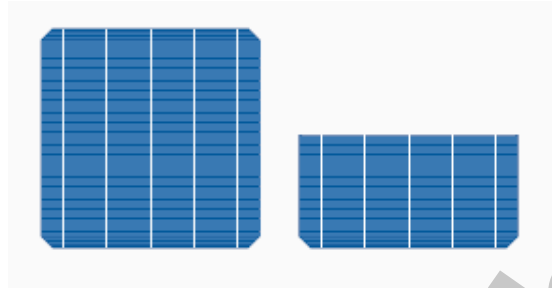
Figura 4.5 – Andamento delle dimensioni delle celle fotovoltaiche
[International Technology Roadmap for Photovoltaic ITRPV, maggio 2024]

138
139

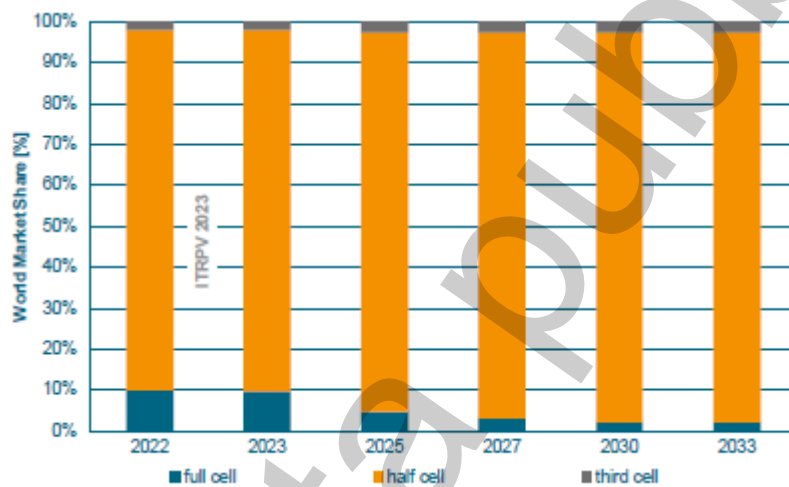
La dimensione della cella ha un impatto diretto sulla corrente che può essere generata dalla cella stessa e quindi dal modulo fotovoltaico composto dall'interconnessione delle stesse celle.

140 *Moduli half-cut cell*

141 L'aumento della dimensione delle celle ha portato ad un innalzamento delle correnti generate
142 dalle celle. L'innalzamento delle correnti può portare all'aumento di perdite di potenza legate
143 all'interconnessione delle celle. Nell'ottica di ridurre le perdite resistive che si possono avere
144 all'interno dei moduli, negli ultimi anni si sono sviluppate le "half-cut cell" e le "third cell". Le
145 "half-cut cell" non sono nient'altro che celle tagliate a metà.

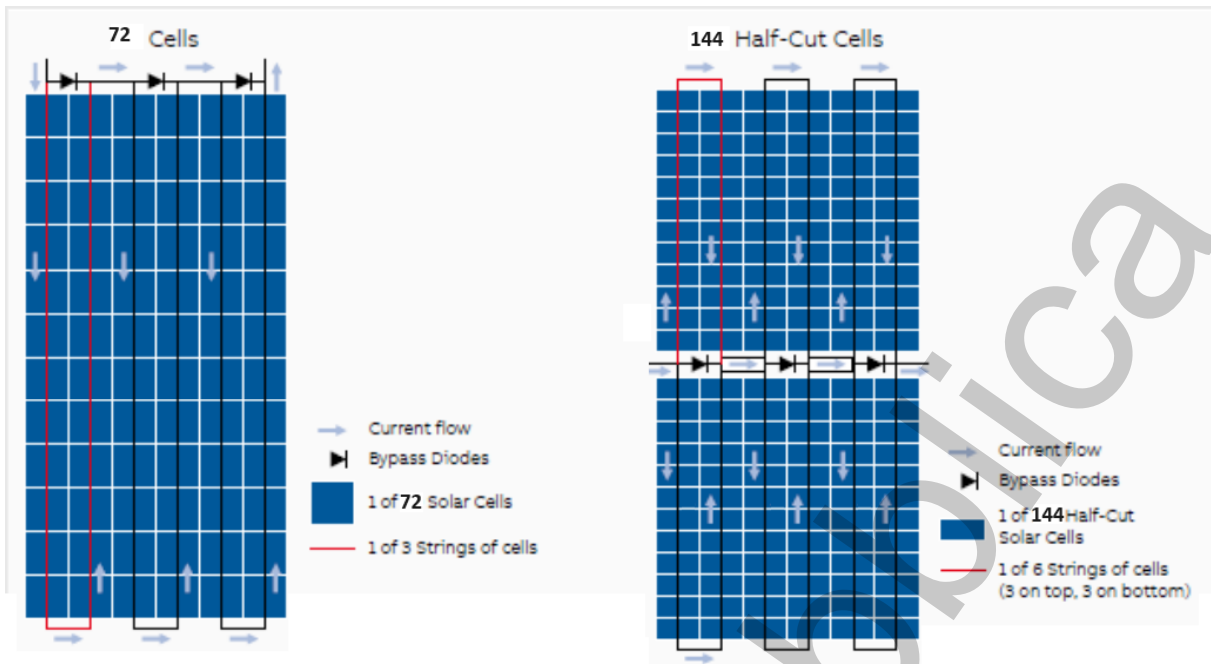


146
147 **Figura 4.6 – A destra la "half-cut cell"**



148
149 **Figura 4.7 – Andamento delle dimensioni delle celle fotovoltaiche**
150 **[International Technology Roadmap for Photovoltaic ITRPV, maggio 2023]**

151 L'utilizzo di "half-cut cell" ha un impatto anche sulla geometria del modulo fotovoltaico e
152 sull'interconnessione delle celle all'interno del modulo.



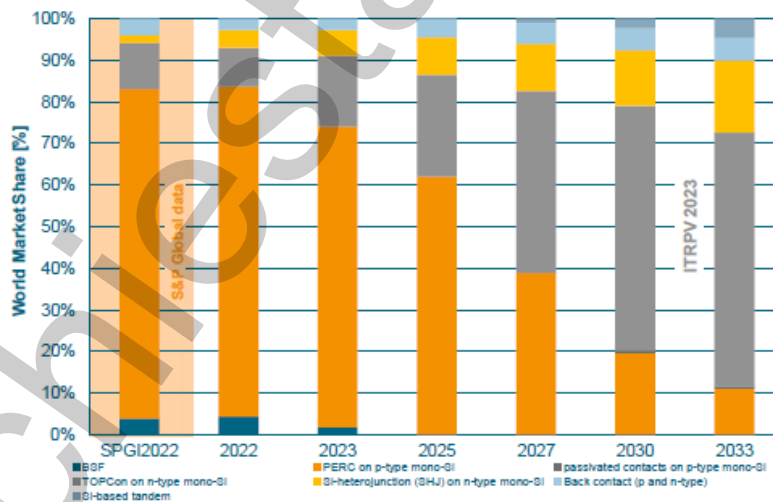
153

154 **Figura 4.8 - Geometria del modulo fotovoltaico e sull'interconnessione delle celle**
 155 **all'interno del modulo**

156 I principali benefici introdotti dalle "half-cut cell" sono:

- 157 – miglior comportamento del modulo in caso di ombreggiamento delle celle;
- 158 – miglior protezione contro le microfratture delle celle;
- 159 – riduzione delle correnti di lavoro e quindi riduzione delle perdite di natura resistiva e miglior
- 160 comportamento termico in caso di hotspot.

161 **4.1.4 Tecnologia delle celle**



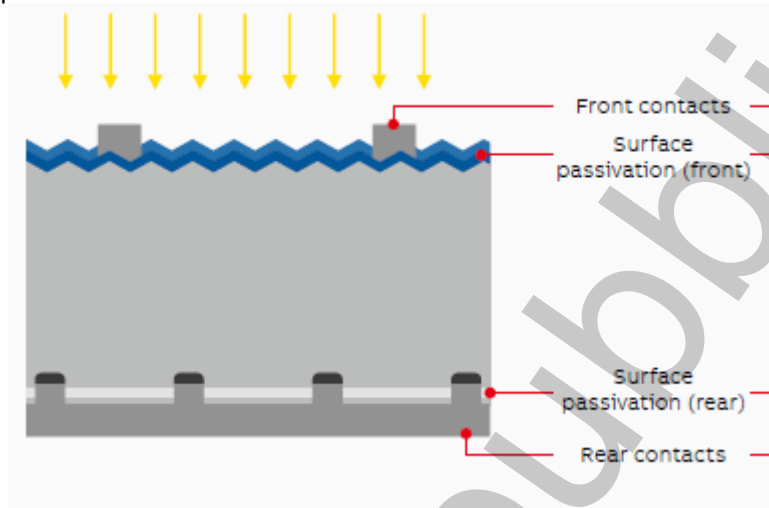
162

163 **Figura 4.9 – Andamento delle differenti tecnologie di celle**
 164 **[International Technology Roadmap for Photovoltaic ITRPV, maggio 2023]**

165 La tecnologia basata sul concetto di "back surface field" (BSF) consiste in una regione drogata
166 più elevata sulla superficie posteriore della cella solare con l'effetto netto di passivazione della
167 superficie posteriore. Questa tecnologia è stata quasi completamente sostituita dalla tecnologia
168 PERC "Passivated Emitter and Rear Contact", da tecnologie similari (PERL, PERT, ecc.) ed
169 evoluzioni quali TOPCON (Tunnel Oxide Passivated Contact) che puntano a ridurre le perdite
170 di ricombinazione superficiale.

171 *Bifacciali*

172 Le celle in silicio cristallino sin qui utilizzate sono monofacciali e riescono a captare la luce
173 solamente dalla parte frontale della cella.

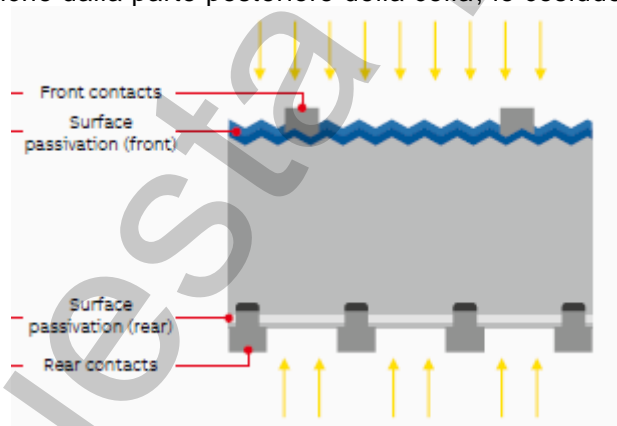


174

175

Figura 4.10 – Cella FV monofacciale

176 Lo sviluppo tecnologico ha introdotto celle fotovoltaiche in silicio cristallino capaci di catturare
177 la radiazione solare anche dalla parte posteriore della cella, le cosiddette celle bifacciali.

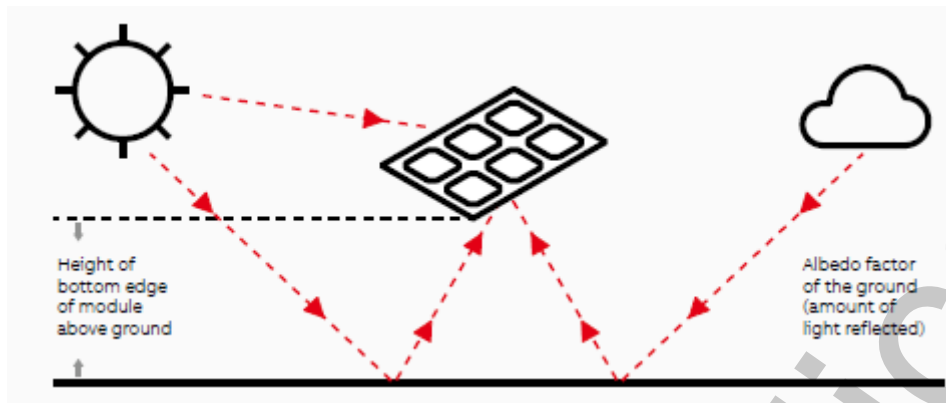


178

179

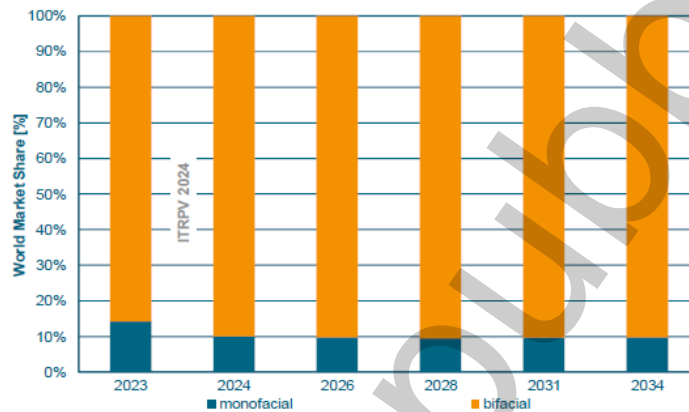
Figura 4.11 – Cella FV bifacciale

180 I moduli costituiti con tali celle sono moduli bifacciali e sono generalmente moduli con vetro sia
181 nella parte frontale che nella parte posteriore. I moduli bifacciali sfruttano la radiazione
182 luminosa riflessa dall'albedo. Tali moduli sono sempre più utilizzati nei nuovi impianti FV.



183
184

Figura 4.12 – Modulo bifacciale e utilizzo della radiazione luminosa riflessa dall'albedo



185
186
187

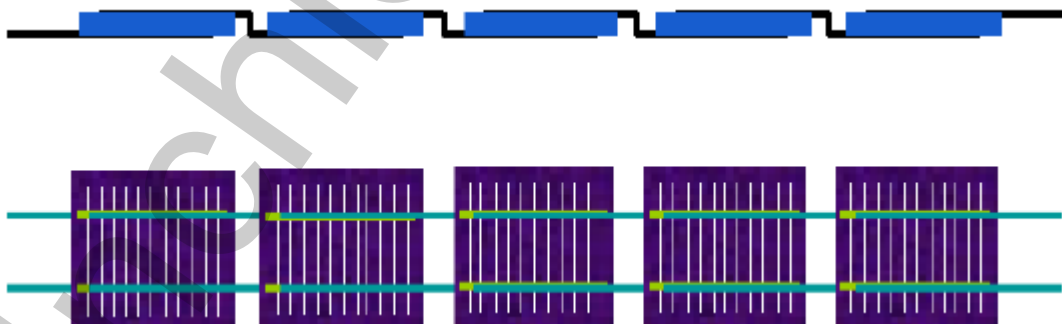
Figura 4.13 – Andamento dell'utilizzo dei moduli bifacciali [International Technology Roadmap for Photovoltaic ITRPV, maggio 2024]

188 4.1.5 Interconnessione delle celle

189 All'interno dei moduli fotovoltaici, le celle vengono tra loro interconnesse in serie e in parallelo
190 in modo tale da creare dispositivi con tensioni e correnti utilizzabili a seconda del tipo di
191 applicazione. Le modalità con cui le celle cristalline possono essere tra loro interconnesse sono
192 molteplici.

193 *Multi Bus bars*

194 Le celle fotovoltaiche possono essere tra loro interconnesse mediante dei nastri di rame
195 ricoperti di lega saldante.



196
197

Figura 4.14 - Multi Bus bars

198 I nastri di rame ricoperti di lega saldante vengono saldati, con diverse tecnologie di processo,
199 in modo tale da interconnettere i contatti serigrafati sul fronte di una cella con i contatti
200 serigrafati presenti sulla parte posteriore della cella successiva.

201 Il numero di contatti di nastri ricoperti di lega saldante utilizzati per interconnettere tra loro le
202 celle possono variare in funzione dei contatti serigrafati sulle celle stesse.

203 I contatti serigrafati sulla parte frontale della cella che fanno da collettori ai contatti più sottili
204 serigrafati trasversalmente sulle celle (finger) vengono chiamati Bus Bar (BB).

205 In passato le celle avevano principalmente 2 contatti serigrafati sulla parte frontale e posteriore
206 delle celle (celle a 2 BB).

207 Con il tempo il numero di contatti presenti sulla parte frontale e posteriore delle celle è andato
208 via via aumentando nell'ottica di diminuire le perdite resistive di interconnessione. Con il tempo
209 si è passati dalle celle con 3 contatti serigrafati sulla parte frontale e posteriore delle celle (celle
210 a 3 BB) a celle con 4 o 5 contatti serigrafati sulla parte frontale e posteriore delle celle (celle a
211 4BB o celle a 5BB).

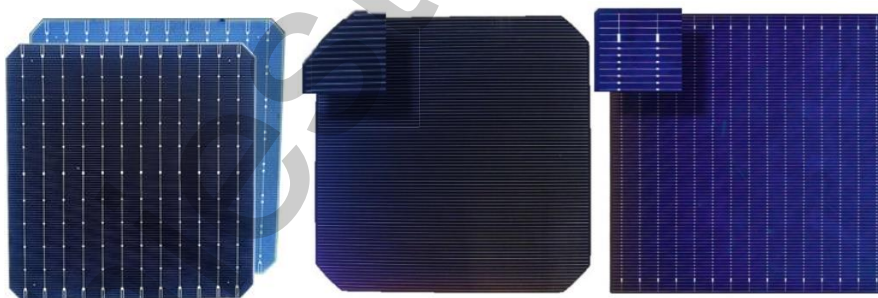


212

213 **Figura 4.15 – Celle FV con differente numero di Bus bar**

214 Al fine di ridurre al minimo le perdite resistive di interconnessione delle celle, si stanno sempre
215 più sviluppando celle con molteplici bus bar; in tali celle l'interconnessione non viene più
216 realizzata con nastri in rame ricoperti di lega saldante ma con fili in rame ricoperti di lega
217 saldante.

218 Sono state sviluppate celle con 12 BB e celle interconnesse con "multi wire", che vengono
219 anche dette celle "bus bar free".



220

221 **Figura 4.16 Celle "multi wire" o "bus bar free".**

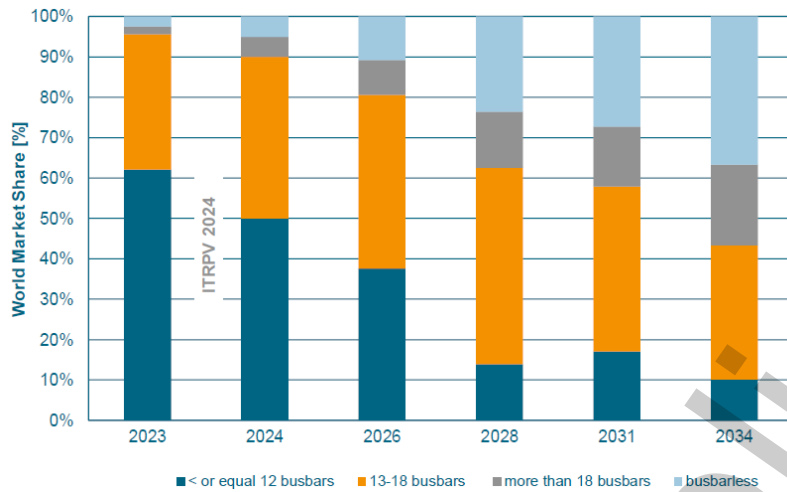


Figura 4.17 – Andamento di mercato di differenti tecnologie di Busbar [International Technology Roadmap for Photovoltaic ITRPV, maggio 2024]

222

223

224

225 *Back contact*

226 La presenza dei nastri/fili di interconnessione posti nella parte frontale delle celle fa sì che
 227 parte della superficie captante della cella sia coperta. Esistono celle fotovoltaiche in silicio
 228 cristallino dove i contatti + e – delle celle sono entrambi posti nella parte posteriore della cella.
 229 Tali celle sono chiamate celle “back contact”. Sono state sviluppate diverse tecnologie di celle
 230 fotovoltaiche “back contact”:

231 a. IBC - Interdigitated back contact solar cells;

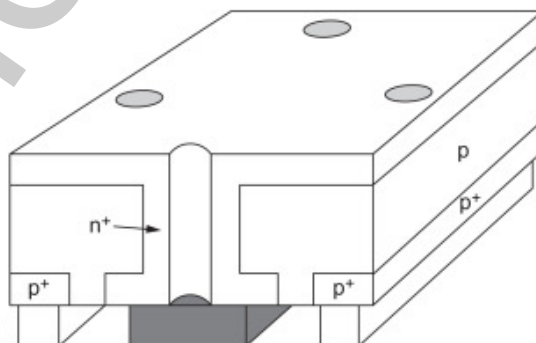


232

233

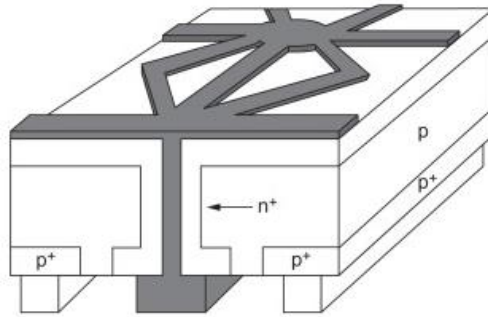
Figura 4.18 - IBC - Interdigitated back contact solar cells

234 b. EWT - Emitter wrap through;



235

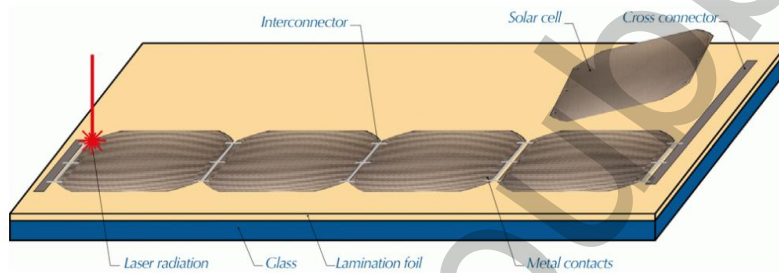
236 c. MWT - Metallization wrap through.



237

238 Le celle back contact, a secondo della serigrafia ricreata nella parte posteriore delle celle,
239 possono essere interconnesse con:

240 d. Edge stringing



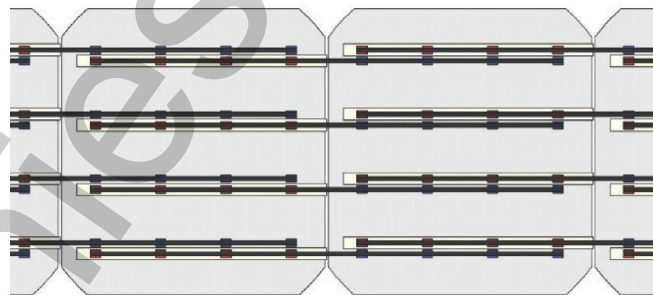
241



242

243 e. Continuous stringing

244 f. Shingling



245

246 4.1.6 Tecnologie di celle in silicio cristallino

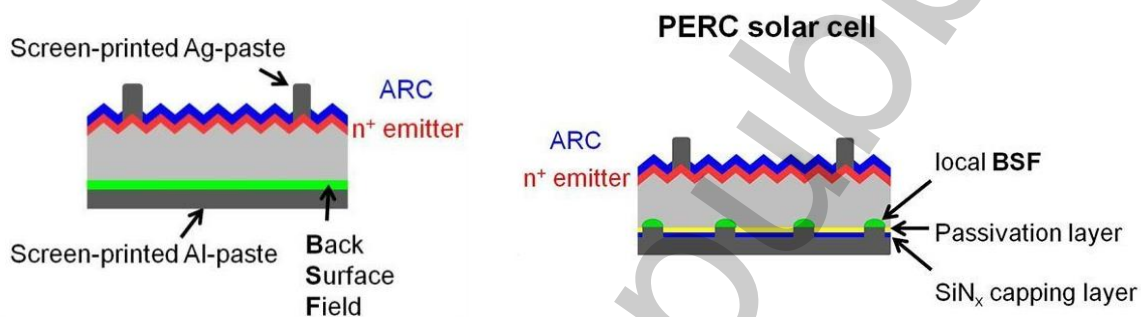
247 Aluminum Back Surface Field Solar Cells, Al-BSF

248 La tecnologia Al-BSF (Figura 4.19) è quella più diffusa nelle celle utilizzata negli impianti FV in
249 esercizio. Tuttavia, non risulta più prodotta dai grandi player del mercato internazionale in
250 quanto ormai superata da altre tecnologie (PERC, TOPCON, HJT, ...)

251 PERC, PERT e PERL

252 Le celle PERC (Passivated Emitter and Rear Contact) hanno una particolare tipologia di
253 struttura della cella che, grazie alla presenza sul retro di uno strato aggiuntivo ottenuto per
254 passivazione, è in grado di riflettere e recuperare una quota parte della luce non assorbita dal
255 wafer, ottimizzando così la cattura di elettroni.

256 Rispetto alla cella fotovoltaiche AL-BSF, la tecnologia PERC permette di incrementare
257 l'assorbimento della luce grazie alla riflessione interna aumentando così l'efficienza della cella
258 stessa. Le celle PERC possiedono un rendimento migliore anche in condizioni di luce diffusa o
259 di scarso irraggiamento rispetto alle celle Al-BSF.



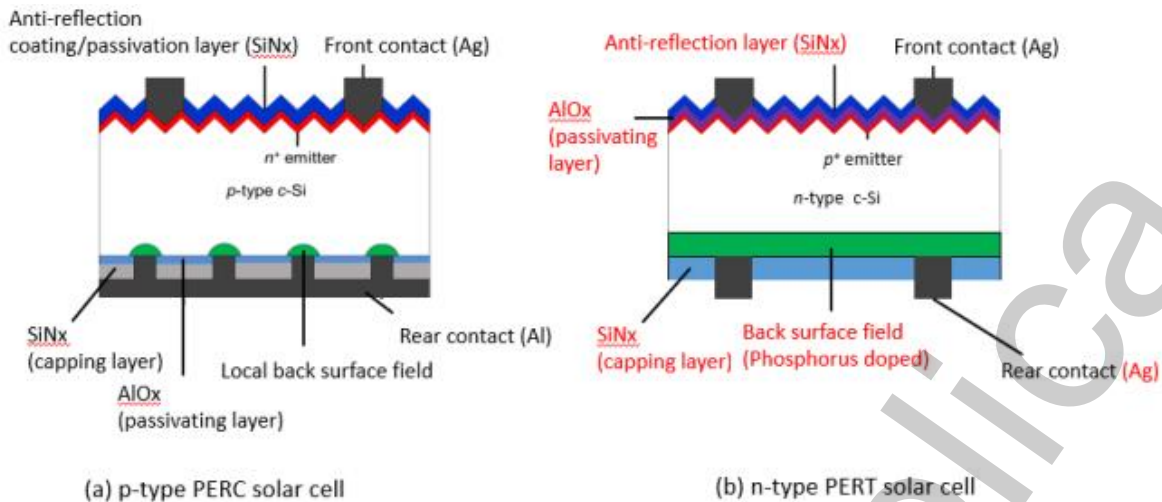
260

261 **Figura 4.19 Tecnologia BSF e confronto con la tecnologia PERC**

262 Sotto l'acronimo PERC, troviamo in realtà anche le tecnologie delle celle denominate PERL e
263 PERT. Anche se inizialmente non erano considerati nella nomenclatura del PERC, ora sono
264 generalmente considerati parte della stessa famiglia.

265 Le celle PERT (Passivated Emitter Rear Totally diffused) hanno la superficie posteriore
266 "totalmente diffusa" con boro (tipo p) o fosforo (tipo n). Di solito la tecnologia PERT è
267 implementata su celle in Si cristallino di tipo n in quanto queste hanno coefficienti di
268 temperatura di temperatura migliori e hanno anche una minore degradazione indotta dalla luce
269 rispetto alle celle in Si cristallino di tipo p.

270 Il BSF "totalmente diffuso" delle celle PERT richiede più processi produttivi rispetto al BSF delle
271 celle PERC, di conseguenza le celle PERT risultano più costose delle celle PERC.



272

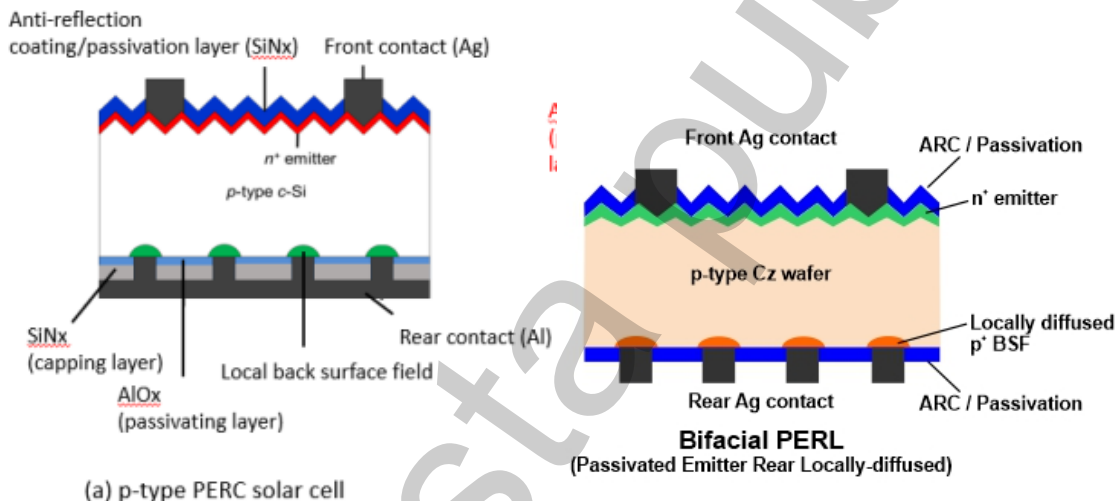
273

Figura 4.20 Tecnologia PERC e confronto con la tecnologia PERT

274

275

PERL è l'acronimo di "Passivated Emitter Rear Locally Diffused"; per la produzione delle celle PERL vengono sfruttate tecniche microelettroniche.



276

277

Figura 4.21 Tecnologia PERC e confronto con la tecnologia PERL

278

Etero-giunzione, HJT

279

280

281

Le celle in silicio cristallino tradizionali sono a singola giunzione p-n. Sono state sviluppate celle fotovoltaiche in silicio cristallino con multiple giunzioni p-n (celle multi-giunzione MJ) costituite da differenti materiali semi-conduttori.

282

283

284

285

286

287

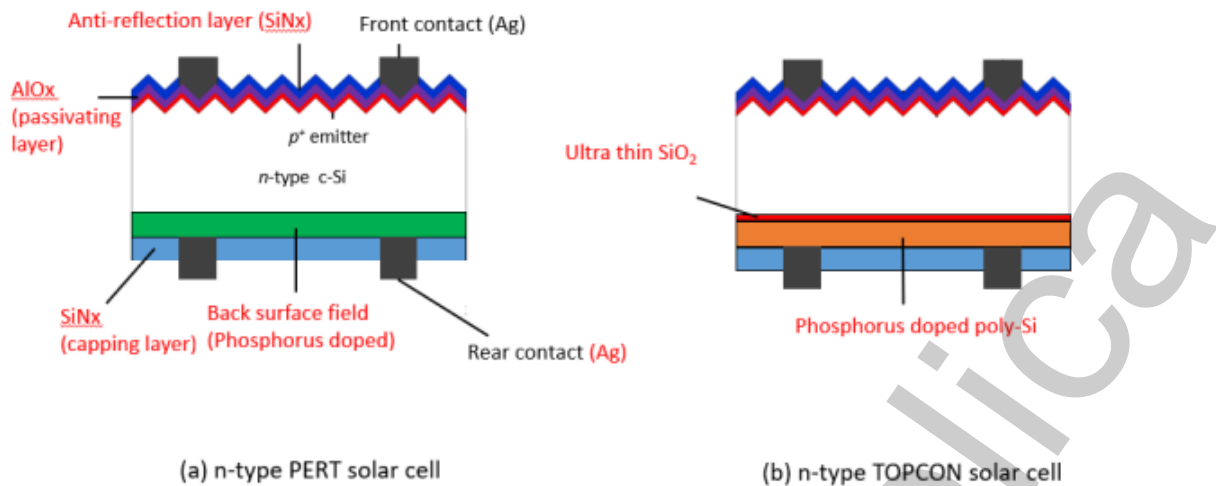
288

289

290

291

Un particolare tipo di celle multi-giunzione sono le celle ad etero-giunzione (HJT): queste celle combinano wafer di silicio cristallino n-type con uno strato di silicio amorfo. La combinazione tra il silicio cristallino n-type e lo strato di silicio amorfo permette di avere i vantaggi di una cella solare monocristallina ma con uno sfruttamento dello spettro di luce più ampio e un'eccellente passivazione di silicio amorfo idrogenato. Rispetto agli approcci più comuni (Al-BSF e PERC), la passivazione delle celle solari HJT si ottiene passivando i contatti non metallici, cioè agiscono come uno strato di contatto e passivante allo stesso tempo. Sebbene i processi tecnologici siano piuttosto sofisticati, la tecnologia HJT è caratterizzata da un flusso di processo semplice con un numero ridotto di step di processo (7 steps), notevolmente inferiore a quelli di tecnologie convenzionali come il PERC (11 steps).



314

315

Figura 4.24 Tecnologia PERT e confronto con la tecnologia TOPCON

316 *Celle tandem*

317 Le celle solari tandem, realizzate combinando un materiale assorbitore a film sottile ad alto gap
318 di energia nella componente frontale e il silicio nella componente posteriore del dispositivo,
319 sono la nuova frontiera dell'alta efficienza grazie alla possibilità di utilizzare in maniera ottimale
320 lo spettro solare. Una delle architetture di cella tandem più promettente è quella in cui la
321 componente frontale è realizzata con un film sottile di perovskite, materiale che si è imposto
322 all'attenzione della comunità scientifica grazie anche alle ottime prestazioni dimostrate sulla
323 cella a singola giunzione.

324 È stato raggiunto un record di efficienza per una cella tandem perovskite/silicio pari a 33,9%
325 (LONGI, novembre 2023), mentre in Italia ENEA e Università di Tor Vergata a inizio 2024 hanno
326 ottenuto un'efficienza del 31%, connettendo meccanicamente le due celle componenti.

327 4.2 Moduli a film sottile

328 4.2.1 Cadmium Telluride (CdTe)

329 La parte attiva del modulo, cioè il film sottile di materiale semiconduttore, è una giunzione tra
330 il solfuro di cadmio (CdS) e il CdTe. Lo spessore del film di CdS/CdTe è di soli alcuni μm . Il film
331 di CdS/CdTe viene depositato permanentemente al suo substrato di vetro float (non trattato
332 termicamente) grazie alle tecniche avanzate di deposizione di vapori. Il vetro con il film
333 depositato di CdS/CdTe viene laminato insieme ad un materiale incapsulante ad un secondo
334 vetro (vetro posteriore) in modo da prevenire l'esposizione del film semiconduttore a qualsiasi
335 agente atmosferico. Spesso, per evitare la permeazione di umidità dal bordo del modulo, lo
336 stesso bordo viene protetto con dei nastri con caratteristiche sigillanti. I moduli al CdTe in
337 condizioni operative sono una sorgente a zero emissione di Cd.

338 Normalmente i moduli in CdTe hanno dei coefficienti di temperatura più bassi rispetto ai moduli
339 c-Si e quindi hanno un miglior comportamento energetico in ambienti ad alte temperature.

340 4.2.2 Amorphous silicon

341 I moduli fotovoltaici in silicio amorfo hanno rendimenti più bassi rispetto ai moduli in silicio
342 cristallino. I moduli in silicio amorfo sono dei moduli a film sottile. La deposizione del film sottile
343 di silicio amorfo può avvenire sia su vetro che su film plastici in PTFE (politetrafluoroetilene,
344 polimero appartenente alla classe dei perfluorocarburi). Il vantaggio introdotto dalla
345 deposizione su film plastici in PTFE è legato al fatto che il modulo fotovoltaico ottenuto risulta
346 essere flessibile e quindi installabile sulle coperture degli edifici anche curve. Questo tipo di
347 moduli fotovoltaici ha comportamento energetico migliore rispetto ai moduli cristallini in
348 condizioni di basso irraggiamento e in condizioni di luce diffusa.

349 **4.2.3 Cu(In,GA)(S,Se)₂**

350 Una cella solare al seleniuro di rame e indio gallio (o cella CIGS, a volte cella CI (G) S o CIS)
351 è una cella solare a film sottile utilizzata per convertire la luce solare in energia elettrica. È
352 prodotta depositando un sottile strato di rame, indio, gallio e selenio con vari rapporti
353 stechiometrici su un supporto di vetro o plastica, insieme a elettrodi sulla parte anteriore e
354 posteriore per raccogliere la corrente. Poiché il materiale ha un elevato coefficiente di
355 assorbimento e assorbe fortemente la luce solare, è necessaria una pellicola molto più sottile
356 rispetto ad altri materiali semiconduttori.

357 **4.3 Moduli a concentrazione solare (CPV)**

358 Il modulo fotovoltaico a concentrazione solare (o modulo CPV) è un modulo fotovoltaico in
359 grado di produrre energia elettrica concentrando, attraverso adeguati dispositivi ottici (lenti o
360 specchi) o attraverso opportuni processi (per esempio, utilizzando il confinamento della luce)
361 la luce solare in ingresso (ovvero la luce solare non concentrata) su opportune celle
362 fotovoltaiche (celle CPV).

363 L'idea alla base della tecnologia CPV è che attraverso i dispositivi ottici è possibile aumentare
364 la luce incidente sulle celle solari così da poter ridurre la loro area a valori intorno ai millimetri
365 quadri o inferiore. Riducendo l'area della cella solare si risparmia il costo del materiale
366 semiconduttore e si possono utilizzare celle solari a multigiunzione ad alta efficienza.

367 Il modulo CPV, in generale, per massimizzare la produzione elettrica, è installato su inseguitori
368 solari di tipo mono-assiale o bi-assiale. In questo caso, il costruttore del modulo CPV deve
369 fornire accanto ai dati di potenza nominale (misurata in condizione di perfetto allineamento),
370 anche l'angolo di accettazione del modulo, ovvero la massima deviazione angolare ammissibile
371 fra la normale al modulo e l'angolo di incidenza del sole, affinché la potenza prodotta dal modulo
372 non si riduca al di sotto del 90% di quella nominale.

373 Fanno eccezioni i così detti concentratori luminescenti, i quali possono accogliere la luce solare
374 indipendentemente dall'angolo di incidenza. Essi sono costituiti da lastre di PMMA
375 (Polimetilmetacrilato) semitrasparenti, contenenti apposite nano-particelle che hanno la
376 capacità di assorbire parte della luce solare e di riemetterla in uno stretto intervallo di lunghezze
377 d'onda. Ai bordi del concentratore luminescente vengono installate le celle fotovoltaiche, che
378 quindi convertono in energia elettrica quella parte dell'energia luminosa che incidendo sulla
379 lastra, viene assorbita e ri-emessa dalle nano-particelle e rimanendo intrappolata all'interno
380 della lastra ne raggiunge i bordi. I concentratori luminescenti trovano principale applicazione
381 nel settore edilizio (integrazione architettonica) dove svolgono la funzione di finestre con
382 l'aggiuntiva funzionalità energetica, e grazie alla possibilità di modulare la tipologia delle
383 nanoparticelle che possono venire inglobate nelle lastre, vengono utilizzati anche nel settore
384 agricolo per talune tipologie di serre.

385 **4.4 Moduli ibridi FV + CPV**

386 I moduli ibridi CPV/FV costituiscono una nuova tecnologia di moduli FV, ancora in fase di ricerca
387 e sviluppo. Il modulo ibrido CPV/PV è così definito perché utilizza sia celle solari progettate per
388 raccogliere la luce concentrata sia celle solari progettate per raccogliere la luce diffusa o
389 globale. Esistono due principali tipologie di moduli ibridi: i) il modulo ibrido con il piano delle
390 lenti fisso, ii) il modulo ibrido con il piano delle lenti mobile. Poiché durante la giornata varia
391 l'inclinazione dei raggi solari sul piano delle lenti, nel primo caso il punto focale delle lenti si
392 muove, ed esso viene mantenuto sulle celle CPV assemblando quest'ultime su un piano mobile
393 all'interno del modulo. Nella seconda tipologia di modulo, il piano delle lenti può essere
394 integrato o essere fisicamente separato dal piano su cui sono assemblate le celle solari. Nel
395 primo caso, i moduli ibridi CPV/FV devono essere installati su inseguitori a doppio asse; nel
396 secondo caso, i moduli possono essere installati anche su inseguitori mono-assiali o su
397 strutture fisse. I moduli ibridi CPV/FV utilizzano diverse strategie di inseguimento solare e
398 quando gli attuatori sono integrati nel modulo, il modulo ibrido CPV/FV è definito con
399 inseguimento integrato.

400 Una caratteristica peculiare del modulo ibrido CPV/FV con il piano delle lenti fisso è che
 401 possiede due condizioni di lavoro. Quando l'angolo di incidenza dei raggi solari è all'interno di
 402 un certo intervallo, chiamato campo di vista, il modulo funziona nella condizione di lavoro ibrida:
 403 in questa condizione, le celle CPV raccolgono la luce diretta focalizzata dalle lenti, mentre le
 404 celle FV raccolgono la luce diffusa e una frazione della luce diretta proveniente dalle lenti. Se
 405 le celle FV sono bifacciali, esse possono raccogliere anche l'irraggiamento che raggiunge la
 406 parte posteriore del modulo. Nel caso in cui l'angolo di incidenza dei raggi solari è al di fuori
 407 del campo di vista, il modulo funziona nella condizione di lavoro globale: in questa condizione,
 408 il modulo genera energia solo con le celle FV, che raccolgono sia la luce diretta focalizzata
 409 dalle lenti che la luce diffusa, pertanto esse convertano la luce globale. Si può pensare al
 410 modulo ibrido come ad una evoluzione del modulo a concentrazione, in quanto quest'ultima
 411 tipologia di modulo presenta il limite di lavorare solo con luce diretta.
 412 Le metodologie di misura delle caratteristiche dei moduli CPV/FV sono tuttora oggetto di
 413 sviluppo nel WG7 dell'IEC TC82.

414 **5. I requisiti tecnico normativi per i moduli fotovoltaici**




415 **5.1 Targhe e Fogli illustrativi**

416 I requisiti per la marcatura, la documentazione e i dati di targa dei moduli fotovoltaici sono
 417 descritti nella CEI EN 50380, che prescrive le informazioni obbligatorie che devono essere
 418 incluse nella documentazione che accompagna separatamente i moduli o che sono fissate,
 419 tramite idonee targhe, ai medesimi in modo indelebile al fine di garantire un utilizzo appropriato
 420 e sicuro. Nella norma sono anche fornite linee guida, derivanti dalla best practice, riguardanti
 421 informazioni aggiuntive utili agli utilizzatori quali, per esempio le prestazioni del modulo a
 422 differenti livelli di irraggiamento.

423 La Targa non amovibile, che deve esser presente su ciascun modulo fotovoltaico, deve riportare
 424 le indicazioni indicate in Tabella 5.1

425 **Tabella 5.1: indicazioni che debbono esser presenti nella targa del modulo**

Norma	Indicazioni
CEI EN 50380	<ul style="list-style-type: none"> - Nome e marchio del costruttore - Designazione di tipo (module type) - numero di serie - data e luogo di produzione (tale informazione può essere eventualmente codificata nel numero di serie) - polarità dei terminali o dei conduttori - Valore massimo della protezione da sovracorrente - Tensione massima ammessa per il sistema in cui viene inserito il modulo - Classe di protezione - Pmax a STC con tolleranza - Isc a STC con tolleranza - Voc a STC con tolleranza - Vmpp a STC con tolleranza - Imp a STC con tolleranza Best practice - Nome dell'ente di certificazione - Norme di riferimento - Classificazione di reazione al fuoco (EN13501-1)
CEI EN IEC 61215	<ul style="list-style-type: none"> - marchio del costruttore - Designazione di tipo (module type) - numero di serie - data e luogo di produzione (tale informazione può essere eventualmente codificata nel numero di serie) - Tensione massima ammessa per il sistema in cui viene inserito il modulo - Classe di protezione

Norma	Indicazioni
	<ul style="list-style-type: none"> - Voc a STC con tolleranza (per i moduli bifacciali anche a BNPI¹) - Isc a STC con tolleranza (per i moduli bifacciali anche a BNPI) - Pmax a STC con tolleranza (per i moduli bifacciali anche a BNPI) - Coefficienti di bifaccialità ϕ_{Isc}, ϕ_{Voc} e ϕ_{Pmax} a STC (per i moduli bifacciali). - Minimo raggio di curvatura (per moduli flessibili)
Regolamento (CE) n. 765/2008 DIRETTIVA 2014/35/UE DEL PARLAMENTO EUROPEO E DEL CONSIGLIO	Simbolo CE 
articolo 28 del Dlgs 49/2014 in attuazione alle Direttiva Europea 2012/19/UE sui R.A.E.E.	Simbolo Raee  

426
427 La CEI EN 50380 prevede anche delle indicazioni per quanto riguarda i terminali dei cavi dei moduli
428 fotovoltaici:

- 429 – i connettori debbono avere un’etichetta indicante la dicitura “non disconnettere sotto carico”
430 – sui connettori deve essere riportata la polarità.

431 I moduli devono essere forniti con idonea documentazione che:

- 432 – descriva la metodologia di installazione elettrica
433 – descriva la metodologia di installazione meccanica
434 – contenga i dati nominali elettrici del modulo
435 – contenga la Classe in base al quale il modulo fotovoltaico è stato qualificato ed eventuali
436 limitazioni specifiche richieste per quella Classe
437 – indichi le condizioni ambientali per le quali il modulo è stato qualificato
438 – riporti le condizioni di installazione in sicurezza, uso e manutenzione per installatori e
439 operatori di settore.

440 La documentazione di un modulo fotovoltaico è tipicamente costituita da un manuale di uso e
441 manutenzione e da una scheda tecnica.

442 La documentazione generale deve contenere tutte le informazioni necessarie per far sì che il modulo
443 rispetti i requisiti nazionali legali al prodotto.

444 La documentazione deve essere nella lingua del paese nel quale il modulo fotovoltaico viene installato.

¹ BNPI è il valore più elevato di irraggiamento a cui viene eseguita la verifica del dato di targa di moduli bifacciali, corrispondente a 1 000 W/m² sulla parte anteriore del modulo e 135 W/m² sul posteriore del modulo, applicati con qualsiasi metodo consentito dalla CEI IEC TS 60904-1-2 [CEI 82-25/1]

445 I fogli informativi (manuale di uso e manutenzione e scheda tecnica) che debbono
446 accompagnare i moduli fotovoltaici debbono riportare quanto indicato in Tabella 5.2

447 **Tabella 5.2: indicazioni che debbono esser presenti nei fogli informativi**
448 **(manuale di uso e manutenzione e scheda tecnica)**

Obbligatorie	Best practice
<ul style="list-style-type: none"> - Polarità dei terminali o dei conduttori - Tensione massima ammessa per il sistema in cui viene inserito il modulo - Valore massimo della protezione da sovracorrente - Classe di protezione - Pmax a STC con tolleranza - Isc a STC con tolleranza - Voc a STC con tolleranza - Vmpp a STC con tolleranza - Imp a STC con tolleranza - Coefficienti di temperatura - Sezione minima dei cavi con i quali eseguire il cablaggio dei moduli - Tipologia di connettori (marca, modello e produttore) - Indicazioni sulle protezioni installate nei moduli (es. Diodi) - Modalità di installazione meccanica con indicazioni sul massimo carico per cui il modulo è stato progettato - Caratteristiche geometriche del modulo con posizione di eventuali fori di fissaggio - Posizione dei fori di fissaggio equipotenziale - Peso del modulo fotovoltaico - Certificazioni di prodotto del modulo e norme di riferimento <p>Inoltre per moduli bifacciali:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Voc a BNPI con tolleranza - Isc a BNPI con tolleranza - Pmax a BNPI con tolleranza - Vmpp a BNPI con tolleranza - Imp a BNPI con tolleranza - Coefficienti di bifaccialità ϕ_{Isc}, ϕ_{Voc} e ϕ_{Pmax} a STC (per i moduli bifacciali). 	<ul style="list-style-type: none"> - NMOT - Prestazioni a NMOT - Prestazioni a bassi irraggiamenti - Numero massimo di moduli connettabili in serie - Tipologia di celle con cui è costruito il modulo - N° di celle presenti nel modulo e loro connessione serie parallelo - Classificazione di reazione al fuoco secondo norme internazionali e secondo norme nazionali - Tipologia di scatola di giunzione che equipaggia il modulo e relative certificazioni - Tipologia di cavi che equipaggiano il modulo e relative certificazioni - Tipologia di backsheet - Disegno con dimensioni del modulo

449 **5.2 Omologazione di tipo**

450 **5.2.1 Norme di riferimento**

451 Le norme e altre pubblicazioni in materia di normazione sono orientamenti volontari che
452 forniscono specifiche tecniche per prodotti, servizi e processi. Sebbene le norme in quanto tali
453 siano volontarie (non obbligatorie⁽¹⁾), la loro applicazione garantisce il rispetto della regola
454 d'arte, e quindi della legge. Le principali norme di prodotto che definiscono l'omologazione di
455 tipo dei moduli fotovoltaici sono le seguenti (per la completa descrizione vedi la CEI 82-25/1):

- 456 – CEI EN IEC 61215-1
- 457 – CEI EN IEC 61215-2
- 458 – CEI EN IEC 61215-1-1

(1) Non obbligatorietà delle norme Decreto Legislativo 23 novembre 2000, n. 427 "Modifiche e integrazioni alla legge 21 giugno 1986, n. 317, concernenti la procedura di informazione nel settore delle norme e regolamentazioni tecniche e delle regole relative ai servizi della società dell'informazione, in attuazione delle direttive 98/34/CE e 98/48/CE": Art. 2 Lettera f)

- 459 – CEI EN IEC 61215-1-2
- 460 – CEI EN IEC 61215-1-3
- 461 – CEI EN IEC 61215-1-4.

462 **5.2.2 Norme armonizzate di riferimento**

463 Le norme armonizzate sono una categoria specifica delle norme europee elaborata da
464 un'organizzazione europea di normazione su mandato della Commissione europea. Le norme
465 armonizzate indicano i requisiti essenziali che un determinato prodotto, processo, servizio o
466 metodo di valutazione deve possedere in riferimento ad una legislazione europea. La loro
467 applicazione fa sì che il prodotto si presuma essere conforme ad una data direttiva o
468 regolamento. Tali norme sono dette "armonizzate", quando i loro riferimenti sono pubblicati
469 sulla Gazzetta Ufficiale delle Comunità Europee (GUCE) in relazione a una direttiva.

470 Dall'Aprile 2016 la "nuova" direttiva bassa tensione (LVD - 2014/35/EU) ha sostituito la
471 precedente direttiva bassa tensione (2006/95/EC). Questo ha implicato alcuni cambiamenti
472 nelle modalità con cui il CENELEC sviluppa le norme su mandato della Commissione europea
473 (LVD), sia che queste siano sviluppate direttamente da CENELEC che queste siano redatte
474 mediante recepimenti di norme IEC. Da Aprile 2016 le norme CENELEC che sono richiamate
475 da una direttiva devono essere valutate da un consulente del nuovo approccio e devono
476 disporre di un allegato ZZ. Tale allegato è inteso a chiarire quali dei requisiti essenziali della
477 direttiva siano coperti dalla norma armonizzata e deve altresì comprendere un'indicazione che
478 la norma rappresenta un mezzo per raggiungere la conformità alla direttiva. La premessa della
479 norma deve inoltre contenere un riferimento al mandato e all'allegato ZZ.

480 La presunzione di conformità dei requisiti essenziali di un modulo fotovoltaico, come previsto
481 dalla Direttiva 2014/35/UE LVD⁽²⁾, è data dall'osservanza delle norme armonizzate:

- 482 – CEI EN IEC 61730-1
- 483 – CEI EN IEC 61730-2

484 L'osservanza delle norme armonizzate CEI EN IEC 61730-1 e CEI EN IEC 61730-2 garantisce
485 la presunzione di conformità ai requisiti essenziali di un modulo fotovoltaico.

486 **5.2.3 Periodo di sovrapposizione normative**

487 Quando una norma IEC viene recepita dal CENELEC espone nel suo dettaglio una serie di date
488 caratteristiche che contraddistinguono l'entrata in vigore della nuova norma (implementation
489 Dates). Le date caratteristiche definite nel "Internal Regulations Part 2 - Common Rules For
490 Standardization Work" sono tra loro correlate. Per il CENELEC il "default time" tra il DOR e il
491 DOW è 36 mesi. Tuttavia il tempo tra il DOR e il DOW può variare su richiesta del technical
492 body al CCMC Production (prima che il nuovo standard venga inviato in votazione).

493	date of Ratification (DOR)	
494	date of Availability (DAV)	
495	date of Announcement (DOA)	DOR + 3 mesi
496	date of Publication (DOP)	DOR + 9 mesi
497	date of Withdrawal (DOW)	DOR + 36 mesi

⁽²⁾ Elenco norme armonizzate ai sensi della Direttiva 2014/35/UE LVD (Bassa Tensione) Gazzetta ufficiale dell'Unione europea C 298/14 del 08.09.2017 http://eur-lex.europa.eu/legal-content/IT/TXT/PDF/?uri=uriserv:OJ.C_.2017.298.01.0014.01.ITA

498 Quando una «nuova norma» viene pubblicata per sostituire una «vecchia norma» c'è un tempo
499 nel quale le 2 norme coesistono per consentire una transizione progressiva e permettere agli
500 stakeholders di adeguarsi alla «nuova norma»: periodo di sovrapposizione. Il periodo di
501 sovrapposizione, a livello nazionale (per l'Italia ambito CEI), è identificabile attraverso le date
502 caratteristiche che vengono pubblicate sul sito del CENELEC.

503 **5.2.4 Prove di omologazione di tipo**

504 Il produttore dei moduli fotovoltaici, nel momento in cui vuole qualificare il progetto di un
505 determinato modulo fotovoltaico costruito con una definita lista di materie prime (BOM – bill of
506 material), procede con la produzione di un lotto di moduli. Da tale lotto preleva dei campioni
507 per sottoporli alle prove di omologazione di tipo dei moduli fotovoltaici così come definite da
508 norme della serie CEI EN IEC 61215. Le prove possono essere condotte da laboratori accreditati.

509 *Retesting*

510 Quando il produttore vuole realizzare delle varianti di progetto del modulo già omologato e può
511 far riferimento alla IEC TS 62915:2018 “Photovoltaic (PV) modules - Type approval, design and
512 safety qualification – Retesting” per definire i test a cui sottoporre la nuova variante in modo
513 tale da omologarla. Tale IEC TS 62915 definisce le prove specifiche a cui sottoporre le nuove
514 varianti di progetto a secondo delle modifiche che il produttore vuole apportare al progetto di
515 modulo già omologato. In caso di retesting il laboratorio esegue esclusivamente le prove
516 previste dalla IEC TS 62915. In caso di esito positivo del retesting il laboratorio produrrà un
517 test report riportante tra le informazioni:

- 518 – La norma di omologazione di tipo di riferimento
- 519 – La versione della norma di omologazione di tipo di riferimento
- 520 – Il BOM (Bill of Material) e le varianti di progetto oggetto di retesting
- 521 – Il n° del test report di omologazione del prodotto già testato e omologato per il quale sono
522 state realizzate le varianti oggetto di retesting

523 *Laboratori e loro accreditamento*

524 Un laboratorio di prova è una struttura, pubblica o privata, che opera per effettuare analisi,
525 prove e diagnosi in una molteplicità di settori, in funzione degli specifici clienti a cui si rivolge.

526 I laboratori verificano prodotti e ne attestano la conformità alle norme, volontarie e obbligatorie,
527 mediante le attività di prova. Per l'esecuzione delle prove il laboratorio deve essere
528 adeguatamente attrezzato in modo tale da condurre le prove secondo il protocollo di testing
529 previsto dalla/e norma/e applicabili al prodotto in analisi.

530 L'accreditamento è l'attestazione, da parte di un Ente che agisce quale garante super partes,
531 della competenza, indipendenza e imparzialità dei laboratori di prova.

532 L'accreditamento assicura che i laboratori di prova abbiano tutti i requisiti per svolgere le attività
533 di valutazione della conformità ad una o più ben definite norme.

534 Nel caso dei laboratori, l'accreditamento dimostra che il soggetto soddisfa sia i requisiti tecnici
535 che quelli relativi al sistema di gestione, necessari per offrire dati e risultati accurati e
536 tecnicamente validi per specifiche attività di prova, di analisi e di taratura. L'accreditamento dei
537 laboratori conferisce ai rapporti di prova rilasciati sul mercato, un alto grado di affidabilità in
538 termini di qualità e sicurezza dei beni sottoposti a verifica, e ne garantisce il riconoscimento sui
539 mercati internazionali.

540 Il fatto che un laboratorio sia attrezzato per l'esecuzione delle prove secondo una/più norma/e
541 non implica che lo stesso laboratorio sia accreditato da un Ente che agisce quale garante super
542 partes per l'esecuzione della/e prova/e previste dalla/e norma/e.

543 L'accreditamento è volontario, salvi i casi in cui l'organismo o il laboratorio svolga attività di
544 valutazione della conformità in alcuni settori sensibili, regolati da direttive o regolamenti
545 europei, o da provvedimenti nazionali, a tutela della salute dei consumatori e della sicurezza
546 dell'ambiente.

547 I laboratori accreditati sono sottoposti a verifiche periodiche pianificate, anche
548 successivamente al rilascio del certificato, per assicurare che i requisiti di conformità attestati
549 con l'accreditamento continuino ad essere rispettati.

550 La norma di riferimento per l'accreditamento di un laboratorio di prova è la ISO/IEC 17025.
551 Nel mondo, l'accreditamento viene svolto sulla base della norma internazionale ISO/IEC 17011.
552 All'interno dell'Unione europea, il Regolamento europeo 765/2008 prevede che ogni Stato
553 membro nomini il proprio Ente Unico nazionale di accreditamento e ha conferito per la prima
554 volta a tale attività uno status giuridico, riconoscendola come espressione di pubblica autorità.

555 In Italia l'Ente Unico di accreditamento designato è Accredia.

556 L'appartenenza di Accredia alle reti mondiali ed europee di accreditamento garantisce la
557 conformità del suo modus operandi agli standard internazionali e l'uniformità delle sue
558 procedure a quelle applicate dagli altri Enti.

559 Accredia è membro di:

560 – EA – European co-operation for Accreditation è l'associazione europea degli Enti di
561 accreditamento degli organismi di certificazione, ispezione e verifica e dei laboratori di
562 prova e taratura.

563 – IAF – International Accreditation Forum è l'associazione mondiale degli Enti di
564 accreditamento degli organismi di certificazione.

565 – ILAC – International Laboratory Accreditation Cooperation è l'associazione mondiale degli
566 Enti di accreditamento degli organismi di ispezione e dei laboratori di prova e di taratura.

567 I prodotti possono essere testati anche in laboratori di nazioni differenti dall'Italia. Laboratori
568 esteri possono essere accreditati dal proprio Ente Unico nazionale di accreditamento. L'Ente
569 Unico nazionale di accreditamento deve essere membro di EA e/o IAF e/o ILAC.

570 Per le prove di omologazione di tipo dei moduli fotovoltaici, le norme di riferimento secondo le
571 quali i laboratori debbono condurre le prove e possono essere accreditati dal proprio Ente Unico
572 nazionale di accreditamento sono indicate nel paragrafo 7.2.1 Norme di riferimento e nel
573 paragrafo 7.2.2 Norme armonizzate di riferimento.

574 **5.3 Certificazioni di prodotto**

575 La certificazione di prodotto è un mezzo per dare assicurazione che essi soddisfano requisiti
576 specificati in norme e in altri documenti normativi. La certificazione di prodotto consiste nel
577 fornire una valutazione e un'attestazione imparziale di terza parte che il soddisfacimento di
578 requisiti specificati è stato dimostrato. La certificazione di prodotto è effettuata da organismi di
579 certificazione di prodotto conformi alla norma EN ISO/IEC 17065. I requisiti specificati per i
580 prodotti sono generalmente contenuti in norme o altri documenti normativi.

581 Gli elementi fondamentali della certificazione di prodotto sono:

582 a) prendere in considerazione le esigenze dei consumatori, degli utilizzatori e, più in generale,
583 di tutte le parti interessate, infondendo fiducia per quanto attiene il soddisfacimento di
584 requisiti specificati;

585 b) consentire ai fornitori di dimostrare al mercato che i loro prodotti sono stati dichiarati in
586 grado di soddisfare i requisiti specificati da parte di un organismo imparziale di terza parte.

587 La CEI UNI EN ISO/IEC 17065 definisce lo “Schema di certificazione”: “Sistema di certificazione
588 relativo a prodotti specificati, ai quali si applicano gli stessi requisiti specificati, specifiche
589 regole e procedure. Le regole, procedure e modalità di gestione per attuare la certificazione di
590 prodotto, processo e servizio sono chiaramente stabilite dallo schema di certificazione.”

591 Alcuni schemi di certificazione di prodotti, processi o servizi possono comprendere prove iniziali
592 o ispezioni e valutazioni dei sistemi di gestione per la qualità dei relativi fornitori, seguite dalla
593 sorveglianza che tiene conto del sistema di gestione per la qualità e delle prove o ispezioni su
594 campioni prelevati dalla produzione e dal libero mercato.

595 Altri schemi fanno affidamento su prove iniziali e prove di sorveglianza, mentre altri ancora
596 comprendono solo prove di tipo.

597 Una guida generale per lo sviluppo di schemi è fornita nella norma EN ISO/IEC 17067.

598 Tutti i tipi di schemi di certificazione di prodotto implicano come minimo le seguenti funzioni:
599 selezione, determinazione, riesame, decisione e attestazione.

600 **Tabella 5.3 – Varie tipologie di schemi di certificazione di prodotto**

Funzioni e attività di valutazione della conformità all'interno di schemi di certificazione di prodotto	Tipi di schemi di certificazione di prodotto							
	1a	1b	2	3	4	5	6	N
Selezione	X	X	X	X	X	X	X	X
Determinazione delle caratteristiche	X	X	X	X	X	X	X	X
Riesame	X	X	X	X	X	X	X	X
Decisione relativa alla certificazione	X	X	X	X	X	X	X	X
Attestazione, licenza								
a) emissione di un certificato di conformità od altra dichiarazione di conformità (attestazione)	X	X	X	X	X	X	X	X
b) concessione del diritto all'utilizzo di certificati o altre dichiarazioni di conformità	X	X	X	X	X	X	X	
c) emissione di un certificato di conformità per un lotto di prodotti		X						
d) la concessione del diritto all'utilizzo di marchi di conformità (licenza) è basata sulla sorveglianza (VI) o sulla certificazione di un lotto		X	X	X	X	X	X	
Sorveglianza (ove richiesto)								
a) attività di prova o ispezione di campioni dal libero mercato			X		X	X		
b) attività di prova o ispezione in fabbrica di campioni				X	X	X		
c) valutazione della produzione, della fornitura del servizio o del funzionamento del processo				X	X	X	X	
d) audit del sistema di gestione, congiuntamente a prove od ispezioni casuali						X	X	

601

Funzioni e attività di valutazione della conformità all'interno di schemi di certificazione di prodotto	Tipi di schemi di certificazione di prodotto							
	1a	1b	2	3	4	5	6	N
Selezione	X	X	X	X	X	X	X	X
Determinazione delle caratteristiche	X	X	X	X	X	X	X	X
Riesame	X	X	X	X	X	X	X	X
Decisione relativa alla certificazione	X	X	X	X	X	X	X	X
Attestazione, licenza								
a) emissione di un certificato di conformità od altra dichiarazione di conformità (attestazione)	X	X	X	X	X	X	X	X
b) concessione del diritto all'utilizzo di certificati o altre dichiarazioni di conformità	X	X	X	X	X	X	X	
c) emissione di un certificato di conformità per un lotto di prodotti		X						
d) la concessione del diritto all'utilizzo di marchi di conformità (licenza) è basata sulla sorveglianza (VI) o sulla certificazione di un lotto		X	X	X	X	X	X	
Sorveglianza (ove richiesto)								
a) attività di prova o ispezione di campioni dal libero mercato			X		X	X		
b) attività di prova o ispezione in fabbrica di campioni				X	X	X		
c) valutazione della produzione, della fornitura del servizio o del funzionamento del processo				X	X	X	X	
d) audit del sistema di gestione, congiuntamente a prove od ispezioni casuali						X	X	

602

Funzioni e attività di valutazione della conformità all'interno di schemi di certificazione di prodotto	Tipi di schemi di certificazione di prodotto							
	1a	1b	2	3	4	5	6	N
Selezione	X	X	X	X	X	X	X	X
Determinazione delle caratteristiche	X	X	X	X	X	X	X	X
Riesame	X	X	X	X	X	X	X	X
Decisione relativa alla certificazione	X	X	X	X	X	X	X	X
Attestazione, licenza								
a) emissione di un certificato di conformità od altra dichiarazione di conformità (attestazione)	X	X	X	X	X	X	X	X
b) concessione del diritto all'utilizzo di certificati o altre dichiarazioni di conformità	X	X	X	X	X	X	X	
c) emissione di un certificato di conformità per un lotto di prodotti		X						
d) la concessione del diritto all'utilizzo di marchi di conformità (licenza) è basata sulla sorveglianza (VI) o sulla certificazione di un lotto		X	X	X	X	X	X	
Sorveglianza (ove richiesto)								
a) attività di prova o ispezione di campioni dal libero mercato			X		X	X		
b) attività di prova o ispezione in fabbrica di campioni				X	X	X		
c) valutazione della produzione, della fornitura del servizio o del funzionamento del processo				X	X	X	X	
d) audit del sistema di gestione, congiuntamente a prove od ispezioni casuali						X	X	

603

604 Le varie tipologie di schemi richiamati nella Tabella 5.3 differiscono in base a quali attività di
605 sorveglianza sono effettuate (se applicabili).

606 Per schemi di tipo 1a e 1b, non è richiesta sorveglianza in quanto l'attestazione si riferisce
607 unicamente agli esemplari di prodotto che sono stati oggetto delle attività di determinazione.

608 Per gli altri tipi di schema possono essere utilizzate differenti attività di sorveglianza.

609 Esempio di schema di certificazione di tipo 1a è lo schema CB.

610 *Validità temporale delle certificazioni*

611 È facoltà degli enti/organismi di certificazione, in relazione allo schema di certificazione
612 adottato, stabilire un periodo di validità dei certificati (non è «standardizzato») in accordo alla
613 norma ISO/IEC 17065 "Valutazione della conformità - Requisiti per organismi che certificano
614 prodotti, processi e servizi".

615 In ambito IECEE (schema di certificazione CB – di tipo 1a), possiamo trovare la risposta
616 specifica direttamente nelle FAQs del sito IECEE, che viene riportata di seguito per comodità:

617 *How long is a CB test certificate valid?*

618 *CB Test Certificates are valid as long as the certified products remain confirm with the initial*
619 *certification, unless cancelled on the Licencee's request.*

620 Pertanto, i Certificati di Prova sono validi finché i prodotti certificati rimangono confermati con
621 la certificazione iniziale, salvo cancellazione su richiesta del Licenziatario.

622 Quanto sopra sebbene la norma utilizzata per la certificazione possa essere dichiarata come
623 "ritirata" da parte della IEC e sempre che la norma stessa rientri nell'elenco delle norme per le
624 quali l'Ente di certificazione possa operare negli ambiti dello schema CB).

625 *Informazioni contenute nei certificati*

626 Le certificazioni di prodotto debbono contenere le seguenti informazioni al loro interno:

- 627 – Numero e revisione del certificato
- 628 – Nome e marchio della società richiedente la certificazione di prodotto.
- 629 – Nome della/e società produttrice/i del prodotto e stabilimenti produttivi adibiti alla
630 produzione dello stesso
- 631 – Tipologia di prodotto
- 632 – Designazione di tipo (module type) dei prodotti certificati
- 633 – Norma/e di riferimento per l'emissione del certificato
- 634 – Test report di riferimento
- 635 – Data di emissione del certificato
- 636 – Esplicitazione se il certificato è emesso con attività di sorveglianza periodica del/i sito/i
637 produttivo/i

638 *Enti di certificazione e loro accreditamento (nazionale e internazionale)*

639 Gli Organismi di certificazione, per quanto riguarda le certificazioni di prodotto, devono operare
640 secondo le indicazioni di UNI CEI EN ISO/IEC 17065:2012 (ha sostituito la EN 45011:1999 dal
641 15 settembre 2015).

642 Un ente indipendente verifica il comportamento degli Organismi di certificazione e, quando
643 accerta che operano in conformità alle norme di riferimento, accredita l'Organismo di
644 certificazione. L'ente italiano di accreditamento degli organismi di certificazione è ACCREDIA.

645 L'appartenenza di Accredia alle reti mondiali ed europee di accreditamento garantisce la
646 conformità del suo modus operandi agli standard internazionali e l'uniformità delle sue
647 procedure a quelle applicate dagli altri Enti.

648 I prodotti possono esser certificati anche da organismi di certificazione di nazioni differenti
649 dall'Italia. Organismi di certificazione esteri possono essere accreditati dal proprio Ente Unico
650 nazionale di accreditamento. L'Ente Unico nazionale di accreditamento deve essere membro di
651 EA e/o IAF e/o ILAC.

652 Gli organismi accreditati sono sottoposti a verifiche periodiche pianificate, anche
653 successivamente al rilascio del certificato, per assicurare che i requisiti di conformità attestati
654 con l'accreditamento continuino ad essere rispettati.

655 **5.4 Progettazione Ecocompatibile**

656 La Commissione Europea sta esaminando la necessità di nuove norme sull'impatto ambientale
657 del fotovoltaico. L'adozione di una norma europea sulla Progettazione Ecocompatibile¹ è
658 prevista nel 2024.

659 **5.5 Prove supplementari sui moduli fotovoltaici**

660 **5.5.1 Prove per particolari ambienti di installazione**

661 *Nebbia Salina*

662 La norma CEI EN IEC 61701 "Moduli fotovoltaici (FV) - Prova di corrosione da nebbia salina"
663 descrive le sequenze di prova utili per determinare la resistenza di diversi tipi di moduli
664 fotovoltaici alla corrosione da nebbia salina. Essa può essere applicata sia a moduli fotovoltaici
665 piani sia a moduli fotovoltaici a concentrazione e ad assiemi.

666 *Ammoniaca*

667 La Norma CEI EN 62716 "Prove di resistenza alla corrosione da ammoniaca dei moduli
668 fotovoltaici (FV)" descrive le sequenze di prova utili a determinare la resistenza all'ammoniaca
669 (NH₃) dei moduli FV.

670 *Carico neve*

671 La norma CEI EN IEC 62938 "Moduli fotovoltaici (FV) - Prove di carico neve non uniforme"
672 fornisce un metodo per determinare le prestazioni meccaniche di un modulo fotovoltaico sotto
673 l'influenza di carichi di neve inclinati non uniformi. Il documento è applicabile ai moduli intelaiati
674 con cornici che sporgono oltre la superficie del vetro anteriore sul bordo inferiore e che crea
675 una barriera allo scorrimento della neve sui moduli. Il metodo di prova determina il limite di
676 carico meccanico non uniforme di un modulo FV con cornice. I carichi specificati nella norma
677 si applicano esclusivamente alle distribuzioni del carico di neve naturale. Eventuali accumuli
678 artificiali (per esempio dalla rimozione o redistribuzione della neve) sono considerati
679 separatamente. Poiché i tipici guasti del campo FV causati dal carico di neve mostrano la rottura
680 del vetro e la flessione del telaio dei moduli, il metodo di prova mira a riprodurre il carico con il
681 quale si verificano tali danneggiamenti.

682 **5.5.2 Prove sul trasporto**

683 La norma CEI EN 62759-1 "Prove di trasporto di moduli fotovoltaici (FV) Parte 1: Trasporto e
684 spedizione di pile di moduli" descrive i metodi per la simulazione del trasporto di unità di imballo
685 di moduli e degli impatti ambientali conseguenti.

686 *7.4.2.1 PID*

687 La specifica Tecnica IEC TS 62804-1 "Photovoltaic (PV) modules - Test methods for the
688 detection of potential-induced degradation - Part 1: Crystalline silicon" definisce le procedure
689 di prova e valutazione della durata di moduli FV in silicio cristallino sottoposti a sollecitazione
690 elettrica di breve durata ad alta tensione elettrica e al degrado indotto dalla differenza di
691 potenziale. Nella specifica tecnica sono definiti due metodi di prova che non producono
692 intrinsecamente risultati equivalenti. Sono dati come test di screening; nessuno dei due test
693 include tutti i fattori esistenti nell'ambiente naturale che possono influenzare il tasso di PID. I
694 metodi descrivono come raggiungere un livello di sollecitazione elettrica costante.

¹ https://ec.europa.eu/info/law/better-regulation/have-your-say/initiatives/12819-Ecodesign-European-Commission-to-examine-need-for-new-rules-on-environmental-impact-of-photovoltaics_it

695 Il test in questa specifica tecnica è progettato per moduli fotovoltaici in silicio cristallino con una
696 o due superfici di vetro, celle di silicio con strati dielettrici passivanti, per meccanismi di
697 degradazione che coinvolgono ioni mobili che influenzano il campo elettrico sul semiconduttore
698 di silicio o interagiscono elettronicamente con il semiconduttore di silicio stesso.

699 La specifica Tecnica IEC TS 62804-2 ED1 Photovoltaic (PV) modules - Test methods for the
700 detection of potential-induced degradation - Part 2: Thin-film fornisce indicazioni per
701 determinare la presenza di questo fenomeno.

702 7.4.2.2 LID

703 La norma CEI EN IEC 63202-1 "Dispositivi fotovoltaici Parte 1: Misura del degrado indotto dalla
704 luce di celle solari in silicio cristallino" descrive le procedure per misurare il degrado indotto
705 dalla luce solare (LID) in celle fotovoltaiche in silicio cristallino (FV) esposte a luce solare
706 simulata. L'entità del degrado LID viene determinata confrontando la massima potenza di uscita
707 a STC nelle condizioni di prova normalizzate prima e dopo l'esposizione alla luce solare
708 simulata a una temperatura e irraggiamento specificati. Lo scopo del documento è fornire
709 informazioni normalizzate del degrado LID di celle FV per aiutare i costruttori di moduli
710 fotovoltaici a ridurre al minimo le differenze tra le celle all'interno dello stesso modulo,
711 massimizzando così il rendimento in potenza. Questa Norma considera diversi ulteriori fattori
712 sperimentali che determinano un impatto significativo sulla prova di degrado non previsti nella
713 procedura illustrata nella CEI EN 61215-2 e

714 inoltre fornisce condizioni, procedure di misura e impostazioni di parametri necessarie per
715 misurare coerentemente il degrado LID di celle FV. L'entità del degrado LID è una importante
716 caratteristica di qualità delle celle FV. Per celle dalla stessa classificazione il fattore più
717 importante è la distribuzione della potenza di uscita in relazione al degrado LID.

718 7.4.2.3 LETID

719 Tecnologie fotovoltaiche introdotte negli ultimi anni (per esempio PERC), possono soffrire di
720 effetti di degradazione indotti dalla luce a livelli elevati di temperature (LETID). LETID è attivato
721 da portatori in eccesso causati sia dall'illuminazione che dall'iniezione di corrente elettrica a
722 temperature superiori a 50°C. Di solito si sviluppa su scale temporali più lente del boro ossigeno
723 (B-O) come mesi o anni in condizioni operative. La fase di degrado è seguita da una fase di
724 recupero ancora più lenta che si sviluppa su una scala temporale significativamente più lunga.
725 La IEC TS 63342 ED1 "Light and elevated temperature induced degradation (LeTID) test for c-
726 Si Photovoltaic (PV) modules: Detection" è un Progetto di Technical Specification che quando
727 pubblicata presenterà un approccio di procedure di prova per rivelare la sensibilità del
728 campione ai meccanismi di degradazione di LETID senza però fornire una misura esatta del
729 degrado osservabile sul campo. La grandezza e la scala temporale del degrado osservata sul
730 campo dipende dal clima e dalla tecnologia dei moduli.

731 5.5.3 Reazione al fuoco

732 La Direzione Centrale per la Prevenzione e la Sicurezza Tecnica area prevenzione incendi del
733 dipartimento dei vigili del fuoco, nel febbraio 2012, ha introdotto dei riferimenti in merito alla
734 classe di reazione al fuoco dei moduli fotovoltaici. con la Guida per l'installazione degli impianti
735 fotovoltaici - Edizione Anno 2012 (Prot. n. 00001324 del 07/02/2012): *"In alternativa potrà
736 essere effettuata una specifica valutazione del rischio di propagazione dell'incendio, tenendo
737 conto della classe di resistenza agli incendi esterni dei tetti e delle coperture di tetti (secondo
738 UNIEN 13501-5:2009 classificazione al fuoco dei prodotti e degli elementi da costruzione -
739 parte 5: classificazione in base ai risultati delle prove di esposizione dei tetti a un fuoco esterno
740 secondo UNI ENV 1187:2007) e della classe di reazione al fuoco del modulo fotovoltaico
741 attestata secondo le procedure di cui all'art.2 del DM 10 marzo 2005 recante "classi di reazione
742 al fuoco per i prodotti da costruzione" da impiegarsi nelle opere per le quali è prescritto il
743 requisito della sicurezza in caso d'incendio."*

744 Ai fini della valutazione della classe di reazione al fuoco dei moduli fotovoltaici l' Area V della
745 DCPST ha emanato in data 28 marzo 2012 una risoluzione sulle modalità di esecuzione delle
746 prove di reazione al fuoco sui pannelli FV. La risoluzione n°40 del 28/03/2012 dell'Area V della
747 DCPST - settore Reazione al Fuoco, sulle modalità di esecuzione delle prove di reazione al
748 fuoco sui moduli fotovoltaici riporta nel dettaglio: "*Per la classificazione di pannelli fotovoltaici,*
749 *indipendentemente dalla loro installazione e posa in opera, si applicano le procedure di prova*
750 *previste dal D.M. 26/06/84, modificato con D.M. del 03/09/2001 come di seguito riportate:*

- 751 – UNI 9176 (Gennaio 1998) metodo D;
- 752 – UNI 8457 (Ottobre 1987) con campionatura di prova in posizione verticale senza supporto
753 incombustibile;
- 754 – UNI 9174 (Ottobre 1987) con campionatura di prova in posizione parete senza supporto
755 incombustibile;
- 756 – UNI 9177 (Ottobre 1987) relativamente alla classificazione."

757 I campioncini di prova vanno preparati secondo la UNI 9176 "Preparazione dei materiali per
758 l'accertamento delle caratteristiche di reazione al fuoco": tale norma al punto D spiega come
759 preparare i campioncini per le prove

760 Le prove vanno condotte secondo i protocolli della:

761 UNI 8457 "Prodotti combustibili suscettibili di essere investiti dalla fiamma su una sola faccia -
762 Reazione al fuoco mediante applicazione di una piccola fiamma": la prova va
763 effettuata ponendo la campionatura di prova in posizione verticale senza supporto
764 incombustibile;

765 UNI 9174 "Reazione al fuoco dei prodotti sottoposti all'azione di una fiamma d'innescio in
766 presenza di calore radiante": la prova va effettuata ponendo la campionatura di prova
767 in posizione parete senza supporto incombustibile;

768 La Classificazione deve esser fatta secondo la UNI 9177 "Classificazione di reazione al fuoco
769 dei prodotti combustibili".

770 **5.5.4 Moduli BIPV (building integrated photovoltaic modules)**

771 I moduli per applicazioni BIPV (*building integrated photovoltaic modules*) sono oggetto di una
772 specifica norma: CEI EN 50583-1 "Il fotovoltaico negli edifici Parte 1: Moduli fotovoltaici per
773 l'integrazione architettonica (BIPV)". Tale Norma si applica ai moduli fotovoltaici utilizzati come
774 prodotti da costruzione. Essa tratta delle proprietà dei moduli fotovoltaici rilevanti per il
775 soddisfacimento dei requisiti essenziali specificati nell'European Construction Product
776 Regulation CPR 305/2011 e dei requisiti applicabili così come definiti nella Direttiva Bassa
777 Tensione 2006/95/CE o nelle pertinenti norme del CENELEC. Il documento fa riferimento a
778 norme internazionali, rapporti tecnici e linee guida. La Norma è rivolta a produttori, progettisti,
779 installatori, istituti di prova e autorità del settore dell'edilizia. La Norma non è applicabile né ai
780 moduli fotovoltaici non integrati negli edifici. Il documento tratta dei requisiti dei moduli
781 fotovoltaici riferiti alle modalità di montaggio, ma non della struttura del montaggio stesso, che
782 rientra nel campo di applicazione della CEI EN 50583-2.

783 **5.6 Qualifica dei sistemi di gestione del produttore**

784 I sistemi di gestione aziendali certificati e le ispezioni di fabbrica da parte di Organismi di
785 certificazione sono aspetti che permettono di caratterizzare meglio i produttori dei moduli
786 fotovoltaici. In passato e ancora oggi, alcune certificazioni di sistema e le ispezioni di fabbrica
787 sono stati e sono requisiti tecnici richiesti dal legislatore in schemi di incentivazione dedicati al
788 fotovoltaico.

789 **5.6.1 ISO 9001**

790 La norma ISO 9001 è una norma di carattere volontario e non obbligatoria che definisce i
791 requisiti minimi che il Sistema di Gestione per la Qualità di un'organizzazione deve dimostrare
792 di soddisfare per garantire il livello di qualità di prodotto e servizio che dichiara di possedere
793 con sé stessa e con il mercato. Oggi è lo standard internazionale di riferimento, applicabile a
794 qualsiasi organizzazione indipendentemente dalla dimensione, dalla tipologia e dal settore
795 economico di appartenenza.

796 La norma ISO 9001 non spiega come impostare il modello di gestione dal punto di vista
797 qualitativo, ma ha lo scopo di incoraggiare le imprese ad essere consapevoli degli obiettivi che
798 si vogliono raggiungere utilizzando al meglio le proprie risorse.

799 Verificata la conformità del sistema di gestione della qualità ai requisiti della Norma ISO 9001,
800 l'Organismo di certificazione rilascia all'azienda la certificazione del sistema di gestione di
801 qualità avente validità triennale e soggetta a verifiche annuali di mantenimento.

802 Per ciascun settore merceologico (Settore EA – IAF) sono disponibili certificazioni specifiche
803 che regolano i processi e la qualità dei servizi. Tali Certificazioni sono utili alle organizzazioni
804 per una più efficiente gestione dei processi e per emergere nei mercati rispetto alla
805 concorrenza.

806 Per I produttori di moduli fotovoltaici il sistema di gestione di qualità deve essere specifico per
807 la “progettazione, manifattura/produzione e distribuzione di moduli fotovoltaici” e deve essere
808 rilasciato per il settore EA-IAF 19.

809 Per produttori di moduli dotati di più siti produttivi, deve essere evidente nei certificati per quali
810 siti produttivi risulta certificato il sistema di gestione della qualità.

811 **5.6.2 ISO 14001**

812 La norma ISO 14001 è una norma di carattere volontario e non obbligatoria che definisce i
813 requisiti minimi che il Sistema di Gestione Ambientale di un'organizzazione deve dimostrare di
814 soddisfare. La norma definisce un “Sistema di gestione Ambientale” come parte del sistema di
815 gestione aziendale volto a gestire gli aspetti ambientali, soddisfare gli obblighi di conformità
816 legislativa e affrontare e valutare i rischi e le opportunità. Il Sistema di Gestione Ambientale è
817 caratterizzato, quindi, dallo sviluppo e dall'attuazione della politica ambientale e degli obiettivi
818 che impegnino l'organizzazione alla piena conformità cogente (legislativa) e volontaria (rispetto
819 ad ulteriori prescrizioni volontarie o dettate dal mercato di appartenenza).

820 Verificata la conformità del sistema di gestione ambientale ai requisiti della Norma ISO 14001,
821 l'Organismo di certificazione rilascia all'azienda la certificazione del sistema di gestione
822 ambientale avente validità triennale e soggetta a verifiche annuali di mantenimento.

823 Per ciascun settore merceologico (Settore EA – IAF) sono disponibili certificazioni specifiche
824 che regolano i processi e la qualità dei servizi. Tali Certificazioni sono utili alle organizzazioni
825 per una più efficiente gestione dei processi e per emergere nei mercati rispetto alla
826 concorrenza.

827 Per I produttori di moduli fotovoltaici il sistema di gestione ambientale deve essere specifico
828 per la “progettazione, manifattura/produzione e distribuzione di moduli fotovoltaici” e deve
829 essere rilasciato per il settore EA-IAF 19.

830 Per produttori di moduli dotati di più siti produttivi, deve essere evidente nei certificati per quali
831 siti produttivi risulta certificato il sistema di gestione ambientale.

832 **5.6.3 OHSAS 18001/ISO 45001**

833 La norma ISO 45001:2018 sostituisce la precedente BS OHSAS 18001 dal 12 marzo 2018. La
834 BS OHSAS 18001 non è più valida dal 12 marzo 2021.

835 La norma UNI ISO 45001 del 2018 "Sistemi di gestione per la salute e sicurezza sul lavoro –
836 Requisiti e guida per l'uso" è la prima norma internazionale a definire gli standard minimi di
837 buona pratica per la protezione dei lavoratori in tutto il mondo. Stabilisce un quadro per
838 migliorare la sicurezza, ridurre i rischi in ambito lavorativo e migliorare la salute e il benessere
839 dei lavoratori, permettendo così di aumentare le performance in materia di salute e sicurezza
840 a qualsiasi organizzazione che scelga di certificare sotto accreditamento il sistema di gestione.

841 Verificata la conformità del sistema di gestione per la salute e sicurezza sul lavoro ai requisiti
842 della Norma ISO 45001, l'Organismo di certificazione rilascia all'azienda la certificazione del
843 sistema di gestione ambientale avente validità triennale e soggetta a verifiche annuali di
844 mantenimento.

845 Per ciascun settore merceologico (Settore EA – IAF) sono disponibili certificazioni specifiche
846 che regolano i processi e la qualità dei servizi. Tali Certificazioni sono utili alle organizzazioni
847 per una più efficiente gestione dei processi e per emergere nei mercati rispetto alla
848 concorrenza.

849 Per I produttori di moduli fotovoltaici il sistema di gestione per la salute e sicurezza sul lavoro
850 deve essere specifico per la "progettazione, manifattura/produzione e distribuzione di moduli
851 fotovoltaici" e deve essere rilasciato per il settore EA-IAF 19.

852 Per produttori di moduli dotati di più siti produttivi, deve essere evidente nei certificati per quali
853 siti produttivi risulta certificato il sistema di gestione per la salute e sicurezza sul lavoro.

854 **5.6.4 Ispezione di fabbrica**

855 Gli esperti degli enti/organismi di certificazione procedono a controlli di qualità periodici e audit
856 sui prodotti presso le singole sedi produttive in modo da garantire che i moduli fotovoltaici siano
857 realizzati con gli stessi materiali e processi dei campioni testati in laboratorio e che la qualità
858 del prodotto sia conforme.

859 A seconda degli schemi di certificazione di prodotto che hanno portato al rilascio del certificato
860 di conformità di prodotto secondo le norme di omologazione di tipo (cfr. Paragrafo 7.2.5), gli
861 enti/organismi di certificazione eseguono delle ispezioni di fabbrica come attività di
862 sorveglianza finalizzate al mantenimento del certificato di prodotto emesso dagli stessi
863 enti/organismi di certificazione.

864 L'obbligatorietà o meno dell'ispezione di fabbrica è definita dallo schema di certificazione di
865 prodotto utilizzato per il rilascio del certificato di conformità di prodotto secondo le norme di
866 omologazione di tipo.

867 **5.6.5 Rapporto di ispezione di fabbrica**

868 Il rapporto di ispezione di fabbrica (Factory inspection report) è il verbale rilasciato dagli
869 ispettori degli enti/organismi di certificazione a seguito dell'ispezione di fabbrica.

870 Nel rapporto di ispezione di fabbrica sono riportate normalmente le seguenti informazioni:

- 871 – Nome e collocazione dello stabilimento produttivo
- 872 – Nome del soggetto detentore del certificato di prodotto
- 873 – Tipologia di prodotto per il quale è stata condotta l'ispezione di fabbrica
- 874 – Certificati di prodotto di riferimento
- 875 – Protocollo di verifica adottato dall'ispettore

- 876 – Elenco delle verifiche eseguite in produzione e loro esito
- 877 – Conformità delle materie prime usate in produzione rispetto alla lista materie prime (BOM)
- 878 dichiarata al laboratorio per i prodotti testati che poi sono stati certificati.
- 879 – Periodo temporale per il quale è valida la sorveglianza

880 **5.6.6 Certificato di ispezione di fabbrica**

881 Il certificato di ispezione di fabbrica (*Factory Inspection Certificate*) viene rilasciato dagli egli
882 enti/organismi di certificazione successivamente all'esito positivo dell'ispezione di fabbrica.

883 Nel certificato di ispezione di fabbrica sono riportate normalmente le seguenti informazioni:

- 884 – Nome e collocazione dello/gli stabilimento/i produttivo/i
- 885 – Nome del soggetto detentore del certificato di prodotto
- 886 – Modelli dei moduli fotovoltaici ai quali è riferita l'ispezione di fabbrica
- 887 – Certificati di prodotto di riferimento e norme di prodotto applicabili
- 888 – Data di rilascio
- 889 – Rapporto/i di ispezione di fabbrica di riferimento

890 **5.6.7 Attestato di ispezione di fabbrica**

891 L'attestato di ispezione di fabbrica (*factory inspection attestation*) viene rilasciato dagli egli
892 enti/organismi di certificazione successivamente all'esito positivo dell'ispezione di fabbrica.
893 Tale tipologia di documento è richiesta per accedere ad alcuni schemi incentivanti degli impianti
894 fotovoltaici e è finalizzato all'identificazione dell'origine; tale documento deve indicare il paese
895 all'interno del quale sono state eseguite le seguenti lavorazioni: stringatura celle,
896 assemblaggio/laminazione e test elettrici;

897 Nell'attestato di ispezione di fabbrica sono riportate normalmente le seguenti informazioni
898 aggiuntive rispetto al certificato di ispezione di fabbrica:

- 899 – Step di produzione che sono condotti all'interno dello stabilimento produttivo oggetto di
900 ispezione di fabbrica.
- 901 – Esplicitazione della codifica dei seriali dei moduli fotovoltaici prodotti nello stabilimento
902 produttivo oggetto di ispezione di fabbrica (dal seriale debbono essere identificabili data e
903 stabilimento di produzione).

904 **5.7 La marcatura CE**

905 Un modulo fotovoltaico è un "prodotto". In quanto "prodotto" deve essere conforme alle direttive
906 di nuovo approccio applicabili quando viene immesso sul mercato comunitario e quindi marcato
907 CE. Per apporre la marcatura CE il fabbricante deve redigere una dichiarazione di conformità
908 e preparare una documentazione tecnica che consenta di valutare la conformità del prodotto ai
909 requisiti della Direttiva (nel caso di modulo fotovoltaico, Direttiva LVD). I moduli fotovoltaici
910 utilizzati in un impianto fotovoltaico debbono essere marcati CE secondo quanto previsto dalla
911 Direttiva Bassa Tensione 2014/35/UE. Le norme armonizzate (norma europea adottata dagli
912 organismi europei di normalizzazione, preparata in base agli orientamenti generali adottati dalla
913 Commissione e dagli organismi europei di normalizzazione e viene preparata su mandato della
914 Commissione, previa consultazione degli Stati membri.) debbono permettere di conferire la
915 "presunzione di conformità" requisiti essenziali. Un prodotto testato e verificato secondo la
916 norma armonizzata di riferimento può essere considerato conforme alle direttive di nuovo
917 approccio applicabili, quindi, può essere marcato CE.

918 **5.8 Il riciclo e il recupero dei moduli fotovoltaici a fine vita**

919 **5.8.1 DLgs n. 49 del 14.03.2014 e modifiche apportate dal DLgs n. 51 del 10/05/2023**

920 Il DLgs n°49 del 14.03.2014 è stato emanato in attuazione della direttiva 2012/19/UE sui rifiuti
921 di Apparecchiature Elettriche ed Elettroniche (RAEE). Il DLgs n. 49 è un decreto legge
922 applicabile a tutti i RAEE (Rifiuti da Apparecchiature Elettriche ed Elettroniche) a all'Art. 24-bis
923 contiene disposizioni specifiche per i RAEE da fotovoltaico.

924 Il DLgs n. 49 definisce i "rifiuti derivanti dai pannelli fotovoltaici"; questi sono considerati RAEE
925 provenienti dai nuclei domestici i rifiuti originati da pannelli fotovoltaici installati in impianti di
926 potenza nominale inferiore a 10 kW. Detti pannelli vanno conferiti ai "Centri di raccolta" nel
927 raggruppamento 4 (R4); tutti i rifiuti derivanti da pannelli fotovoltaici installati in impianti di
928 potenza nominale superiore o uguale a 10 kW sono considerati RAEE professionali.

929 Il finanziamento della gestione dei rifiuti derivanti dai pannelli fotovoltaici immessi sul mercato
930 prima dell'entrata in vigore del DLgs n°49, avviene secondo le modalità definite per i RAEE
931 storici.

932 L'articolo 29 del Decreto legislativo 14 marzo 2014 n. 49 conferma il ruolo del Registro
933 nazionale dei soggetti obbligati al finanziamento dei sistemi di gestione dei RAEE, istituito e
934 funzionante ai sensi del regolamento 25 settembre 2007, n. 185 al fine di garantire la raccolta
935 e la tenuta delle informazioni necessarie a verificare il rispetto delle prescrizioni del decreto
936 legislativo e il corretto trattamento dei RAEE e di consentire la definizione delle quote di
937 mercato.

938 Ai sensi dell'articolo 4 comma 1 punto g) del D.lgs. 49/2014 è considerato produttore di AEE, e
939 quindi soggetto agli obblighi previsti dall'art. 8 del D.Lgs., la persona fisica o giuridica che,
940 qualunque sia la tecnica di vendita utilizzata, compresa la comunicazione a distanza:

- 941 – è stabilita nel territorio nazionale e fabbrica AEE recanti il suo nome o marchio di fabbrica
942 oppure commissiona la progettazione o la fabbricazione di AEE e le commercializza sul
943 mercato nazionale apponendovi il proprio nome o marchio di fabbrica;
- 944 – è stabilita nel territorio nazionale e rivende sul mercato nazionale, con il suo nome o
945 marchio di fabbrica, apparecchiature prodotte da altri fornitori; il rivenditore non viene
946 considerato 'produttore', se l'apparecchiatura reca il marchio del produttore a norma del
947 numero 1);
- 948 – è stabilita nel territorio nazionale e immette sul mercato nazionale, nell'ambito di un'attività
949 professionale, AEE di un Paese terzo o di un altro Stato membro dell'Unione europea;
- 950 – è stabilita in un altro Stato membro dell'Unione europea o in un paese terzo e vende sul
951 mercato nazionale AEE mediante tecniche di comunicazione a distanza direttamente a
952 nuclei domestici o a utilizzatori diversi dai nuclei domestici;

953 I produttori di AEE sono tenuti ad iscriversi al Registro nazionale, via telematica, prima che
954 inizino ad operare nel territorio italiano, secondo le modalità indicate all'articolo 1 del
955 regolamento 25 settembre 2007, n. 185.

956 Il produttore di AEE soggetto agli obblighi di cui al comma 1 può immettere sul mercato dette
957 apparecchiature solo a seguito di iscrizione presso la Camera di commercio di competenza.

958 I produttori di apparecchiature elettriche ed elettroniche (AEE), sono obbligati a conseguire gli
959 obiettivi minimi di recupero e di riciclaggio previsti dalla Direttiva Direttiva 2012/19/UE (c.d.
960 "nuova direttiva RAEE),. Il raggiungimento di tali obiettivi avviene attraverso il finanziamento
961 del sistema di gestione dei RAEE per la raccolta il trasporto e il successivo trattamento delle
962 AEE immesse sul mercato e che sono ormai giunte a fine vita. I produttori possono adempiere
963 ai loro obblighi attraverso due sistemi: il sistema individuale o il sistema collettivo.

964 I produttori che intendono adempiere ai propri obblighi in forma individuale organizzano un
965 sistema autosufficiente (sistema individuale) operante in modo uniforme sull'intero territorio
966 nazionale per la gestione dei RAEE che derivano dal consumo delle proprie AEE e ne chiedono
967 il riconoscimento al Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare.

968 I sistemi collettivi (o consorzi) sono soggetti giuridici, organizzati in forma consortile. Hanno
969 autonoma personalità giuridica di diritto privato, non hanno fine di lucro e operano sotto la
970 vigilanza del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare e del Ministero dello
971 sviluppo economico.

972 Devono garantire il ritiro di RAEE dai centri comunali di raccolta su tutto il territorio nazionale
973 secondo le indicazioni del Centro di Coordinamento.

974 I produttori che non adempiono ai propri obblighi mediante un sistema individuale devono
975 aderire a un sistema collettivo.

976 Per la gestione dei rifiuti prodotti dai pannelli fotovoltaici che beneficiano dei meccanismi
977 incentivanti, al fine di garantire il finanziamento delle operazioni di raccolta, trasporto,
978 trattamento adeguato, recupero e smaltimento ambientalmente compatibile, il DLgs n. 49
979 stabilisce che il GSE trattiene dai meccanismi incentivanti negli ultimi dieci anni di diritto
980 all'incentivo una quota finalizzata a garantire la copertura dei costi di gestione dei predetti rifiuti.
981 La somma trattenuta viene restituita al detentore, laddove sarà accertato l'avvenuto
982 adempimento agli obblighi previsti, oppure qualora, a seguito di fornitura di un nuovo pannello,
983 la responsabilità ricada sul produttore.

984 Il DLgs n. 49 ha incaricato il GSE di definire il metodo di calcolo della quota da trattenere e le
985 relative modalità operative a garanzia della totale gestione dei rifiuti da pannelli fotovoltaici.

986 Il DLgs n. 51 del 10/05/2023, convertito in Legge 87/2023, ha prorogato al 30 giugno 2024 il
987 termine per la consegna della documentazione per l'adesione a sistemi collettivi per la gestione
988 dei RAEE fotovoltaiche (comma 2-quater), originariamente previsto al 30 giugno 2023 dal
989 quarto periodo del comma 1 dell'art. 24-bis del D.Lgs. 49/2014.

990 **5.8.2 RAEE e istruzioni operative**

991 Con il DLgs n. 49 il GSE è stato incaricato di definire:

- 992 – il metodo di calcolo della quota da trattenere
- 993 – le relative modalità operative a garanzia della totale gestione dei rifiuti da pannelli
994 fotovoltaici.

995 Ad Ottobre 2023 il GSE ha pubblicato una nuova versione delle Istruzioni operative per la
996 gestione e lo smaltimento dei pannelli fotovoltaici incentivati (ai sensi dell'art.40 del D.lgs.
997 49/2014 e dell'art.1 del D.lgs. 118/2020 e ss.mm.ii).

998 Le istruzioni includono le novità introdotte dal Decreto-legge di attuazione del PNRR (41/2023)
999 che ha previsto la possibilità, per i Soggetti Responsabili di impianti già in esercizio, di
1000 rateizzare in cinque anni la quota da versare nel Trust di un Sistema Collettivo qualora vi
1001 aderiscano entro il 30 giugno 2024, opzione prevista in alternativa al regime di trattenuta del
1002 GSE.

1003 **5.8.3 La rigenerazione di moduli fotovoltaici**

1004 Il tema della rigenerazione dei moduli FV è stato oggetto di un GdL del CT82, ma il documento
1005 prodotto non è stato pubblicato in quanto non è ancora definito da CEI e UNI il "Soggetto
1006 rigeneratore" e le sue caratteristiche professionali.

1007 **6. Requisiti tecnico normativi per componenti dei moduli fotovoltaici**

1008 **6.1 Scatola di giunzione**

1009 La norma CEI EN IEC 62790 "Scatole di giunzione per moduli fotovoltaici - Prescrizioni di
1010 sicurezza e prove" specifica le prescrizioni di sicurezza, di fabbricazione e le prove fino a 1 500
1011 V in c.c. per le scatole di giunzione per moduli fotovoltaici, secondo la classe II della EN/IEC
1012 61140:2016.

1013 **6.2 Connettori**

1014 La norma CEI EN 62852 "Connettori per applicazione in c.c. nei sistemi fotovoltaici -
1015 Prescrizioni di sicurezza e prove" è applicabile ai connettori utilizzati nei circuiti in c.c. dei
1016 sistemi fotovoltaici in accordo con la classe II della IEC 61140:2001, con tensioni nominali fino
1017 a 1 500 V c.c. e correnti nominali fino a 125 A per contatto. La Norma è applicabile a connettori
1018 privi di capacità di interruzione ma che potrebbero essere connessi e disconnessi sotto
1019 tensione.

1020 **6.3 Cavi**

1021 La norma CEI EN 50618 "Cavi elettrici per impianti fotovoltaici" si applica a cavi elettrici
1022 unipolari a bassa emissione di fumi, privi di alogeni, flessibili, con isolamento e guaina reticolati.
1023 In particolare, per l'uso in corrente continua lato sistemi fotovoltaici, con tensione nominale in
1024 corrente continua pari a 1,5 kV tra i conduttori e tra conduttore e terra. I cavi sono adatti per
1025 essere utilizzati con apparecchiature di classe II. I cavi sono progettati per funzionare ad una
1026 temperatura normale massima del conduttore di 90° C, ma per un massimo di 20.000 ore ad
1027 una temperatura max. del conduttore di 120° C e ad una temperatura max. ambiente di 90° C.

La presente Norma è stata compilata dal **Comitato Elettrotecnico Italiano** e beneficia del riconoscimento di cui alla legge 1° Marzo 1968, n. 186.

Editore CEI, Comitato Elettrotecnico Italiano, Milano

Comitato Tecnico Elaboratore

CT 82 - Sistemi di conversione fotovoltaica dell'energia solare



Via Saccardo, 9
20134 Milano
Tel. 02.21006.1
www.ceinorme.it
info@ceinorme.it



CEI-Comitato Elettrotecnico Italiano



@CEInorme



CEI-Comitato Elettrotecnico Italiano