

#### Progetto Elettrico

Ing. Massimiliano Minorchio



#### Progetto Elettrico

Per. Ind. Massimo Ghesini  
Ing. Francesco Piergiovanni



#### Progetto Linea Elettrica

Ing. Stelio Poli  
Geom. Chiara Baldi  
Geom. Valentina Cristofori



#### Ambiente

Ing. Roberta Mazzolani  
Ing. David Negrini

**Studio Associato Ne.Ma**  
Ingegneria Ambiente Sicurezza

Via Confine 24/a - 48015 Cervia (RA)  
P.IVA 02653670394

#### Geologia e Acustica

Dott.ssa Giulia Bastia  
Dott. Maurizio Castellari  
Dott.ssa Marta Cristiani

**CASTELLARI  
AMBIENTE**



#### Progetto Strutturale

Ing. Gianluca Ruggi



#### Progetto Architettonico

Arch. Antonio Gasparri  
Arch. Andrea Ricci Biffi

#### Collaboratori

Arch. Claudio Calamelli  
Arch. Isabella Cevolani  
Arch. Agnese Di Tirro  
Arch. Beatrice Mari  
Arch. Francesco Ricci Biffi  
Arch. Valeria Tedaldi  
Dott. Cristian Griguoli



# COMUNE DI FERRARA

**REALIZZAZIONE IMPIANTO FOTOVOLTAICO A TERRA SU  
TERRENO AGRICOLO DI POTENZA DI PICCO PARI A 31,41816  
MW<sub>p</sub> E POTENZA NOMINALE PARI A 26,400 MW UBICATO IN  
PROSSIMITA' DELLA TANGENZIALE OVEST - SS 723  
NEL COMUNE DI FERRARA**

**COMMITTENTE: XC SOLAR SRL**

p.IVA 02700980390

Legale rappresentante: **Cristiano Vitali**

C.F. VTLCS767R26H199U

**PROGETTISTA: Ingegnere David Negrini**

C.F. NGRDVD72E08H199E

Ingegnera **Roberta Mazzolani**

C.F. MZZRRT81S45C265D

N. ELABORATO

**F6**

ELABORATO

**PROGETTO DI MONITORAGGIO  
AMBIENTALE**

SCALA

RIFERIMENTO PRATICA

**IMPIANTO EX CIVETTE**

DATA

**02/11/2022**

REVISIONE

**General contractor**

**PROTESA**  
A COMPANY OF SACMI

**Protesa spa**

Via Ugo la Malfa n.24 Imola 40026 (BO)

telefono 0542 644069 mail info@protesa.net sito www.protesa.net

Proprietà riservata. È vietata la riproduzione totale e parziale e/o la comunicazione a terzi del presente elaborato e calcolo ad esso relativo che non siano espressamente autorizzate.  
In mancanza di rispetto gli interessati si riservano il diritto di procedere a termini di legge.

file cartiglio.dwg

## Indice generale

1 PREMESSA.....	3
2 CARATTERIZZAZIONE DEL SUOLO.....	4
3 MONITORAGGIO AMBIENTALE.....	8
3.1 Monitoraggio degli effetti dell'impianto sul suolo.....	8
3.2 Monitoraggio della vegetazione.....	8
4 MONITORAGGIO IMPIANTISTICO.....	9
4.1 Rispondenza alla norma italiana CEI 82-75.....	9
4.2 Monitoraggio tecnico dell'impianto.....	9
4.3 Architettura del sistema di monitoraggio.....	11
4.4 Monitoraggio e manutenzione.....	13
4.5 Manutenzione.....	16
5 CONCLUSIONI.....	22

## **1 PREMESSA**

Le relazioni fra il campo fotovoltaico ed il suolo agrario che lo ospita sono da indagare, poiché, con la costruzione dell'impianto, il suolo è impiegato come un semplice substrato inerte per il supporto dei pannelli fotovoltaici. Tale ruolo meramente “meccanico” non fa tuttavia venir meno le complesse e peculiari relazioni fra il suolo e gli altri elementi dell'ecosistema, che possono essere variamente influenzate dalla presenza del campo fotovoltaico e dalle sue caratteristiche progettuali. Le caratteristiche del suolo che si intende monitorare in un campo fotovoltaico sono quelle che influiscono sulla stabilità della copertura pedologica, accentuando o mitigando i processi di degradazione che maggiormente minacciano i suoli, fra i quali la diminuzione della sostanza organica, l'erosione, la compattazione, la perdita di biodiversità.

Nel corso della presente relazione quindi si definiscono quali suoli sono interessati dagli interventi di progetto e le attività di monitoraggio che si andranno ad effettuare una volta realizzato l'impianto.

Inoltre verranno definiti anche gli interventi necessari per il monitoraggio dello stato manutentivo della fascia verde di mitigazione.

Nel presente documento vengono inoltre esaminate le disposizioni per il monitoraggio del funzionamento dell'impianto fotovoltaico a garanzia del mantenimento della massima efficienza.

## 2 CARATTERIZZAZIONE DEL SUOLO

Dalla cartografia dei suoli della Regione Emilia Romagna (disponibile al link [https://applicazioni.regione.emilia-romagna.it/cartografia\\_sgss/user/viewer.jsp?service=pedologia&bookmark=1%22](https://applicazioni.regione.emilia-romagna.it/cartografia_sgss/user/viewer.jsp?service=pedologia&bookmark=1%22)) si apprende che il suolo è di tipo argilloso limosi denominato “Risaia del Duca” e “La Boaria”.

I suoli RISAIA DEL DUCA argilloso limosi sono molto profondi, a tessitura argillosa limosa, molto calcarei e moderatamente alcalini; da non salini a leggermente salini nella parte superiore e da leggermente a molto salini in quella inferiore. Il substrato è costituito da alluvioni a tessitura fine. I suoli RISAIA DEL DUCA argilloso limosi sono nella piana alluvionale, in ambiente di bacino interfluviale, fino al più recente passato, per buona parte, occupato da acque palustri, prosciugate con opere di bonifica idraulica nel corso dei vari secoli. In queste terre la pendenza varia dal 0,01 al 0,1%. La densità di urbanizzazione è molto scarsa. Sono molto frequenti le aziende agricole di grandi dimensioni. L'uso del suolo è in prevalenza a seminativo semplice. Scoline profonde delimitano appezzamenti di forma solitamente stretta ed allungata, con baulatura marcata; sono frequenti impianti di drenaggio profondo delle acque.

I suoli LA BOARIA argilloso limosi sono molto profondi, molto calcarei, moderatamente alcalini ed a tessitura argillosa limosa o, subordinatamente, franca argillosa limosa. Il substrato è costituito da sedimenti calcarei, a tessitura fine. I suoli LA BOARIA argilloso limosi sono nella pianura alluvionale, in ambiente di argine naturale distale o di bacino interfluviale, nelle aree più depresse o in quelle ribassate, intercluse tra gli argini fluviali. In queste terre la pendenza è sempre inferiore allo 0,1%. L'uso agricolo prevalente è a seminativi, prati e, subordinatamente, frutteti.



Figura 1: Individuazione del sito di impianto e ubicazioni delle indagini delle caratteristiche chimico - fisiche del suolo

Si riporta l'analisi del terreno del sito:

DELINEAZIONI CARTA DEI SUOLI 1: 50.000									
ID delin	Tipo	Data Agg	Grado Fiducia	modello distribuzione suoli	Metodo apposizione Limite	Fiducia Limite			
6444	rilevata e descritta singolarmente	27/05/2010	Buono		Controllo diretto in campo con distribuzione delle osservazioni libere	alto			
Unità cartografica									
Lotto UC	Cod UC	Sigla UC	Descrizione UC						
A9009	0209	LBA1-RSD1	associazione dei suoli LA BOARIA / RISAIA DEL DUCA, argilloso limosi						
Note sui suoli									
Nessuna nota									
Ambiente									
Geomorfologia	Caratteri Stazionali				Uso del Suolo				
depressioni	le pendenze variano da 0.04 a 0.51%, tipicamente 0.19%; le quote variano da 5.8 a 9.2 m.s.l.m., tipicamente 7 m.s.l.m				seminativi avvicendati, urbano				
Distribuzione dei suoli nella delineaazione									
Archivio	Suolo	Suoli presenti		Distribuzione			Siti di riferimento nella delineaazione		
		Nome Suolo	Rappresentatività regionale	%	Fiducia	Localizzazione	Sito	Rappresentatività	Localizzazione
F5008	RSD1	RISAIA DEL DUCA argilloso limosi	Osservazioni rappresentative	55	Moderato	all'interno della delineaazione	19032	rappresentativo	delineazioni vicine
F5008	LBA1	LA BOARIA argilloso limosi	Osservazioni rappresentative	45	Moderato	al margine della delineaazione	32265	rappresentativo	delineazioni vicine

Figura 2: Sommario dei suoli

Sigla del profilo:	A5004V0008
Localizzazione nella tavola CTR 1:25.000	182SE
Provincia di	Reggio Emilia
Localita'	via Tre Ponti, Boretto
Rilevatori	GIUSEPPE BENCIOLINI
Data di descrizione	
Uso del suolo	seminativi avvicendati
Morfologia	
Geologia	Tipo di carta: carta geologica regionale 1: 10.000 Formazione geologica: Unità di Modena (AES8a)
Materiale parentale e substrato	
Classificazione Soil Taxonomy	fine, mixed, superactive, mesic Udertic Haplustepts (2010)
Classificazione WRB	Vertic Cambisols (2007)
Legenda FAO	
Suolo	LA BOARIA argilloso limosi
I colori si riferiscono al suolo umido salvo diversa indicazione	

Ap 0 - 55 cm; umido, argilloso limoso, scheletro assente; colore umido su facce di rottura bruno grigio scuro (2,5Y4/3); aggregazione principale poliedrica subangolare media moderata; effervescenza all'HCl violenta. Limite inferiore chiaro lineare

Bw 55 - 95 cm; umido, argilloso limoso, scheletro assente; colore umido su facce di rottura bruno grigiastro scuro (2.5Y4/2); aggregazione principale poliedrica angolare media forte; effervescenza

all'HCl violenta. Limite inferiore chiaro lineare

Bss 95 - 125 cm; umido, argilloso limoso, scheletro assente; colore umido su facce di rottura bruno oliva (2.5Y4/4); aggregazione principale poliedrica angolare media forte; con masse impoverite di Fe di colore grigio olivastro (5Y4/2) ; noduli di carbonato di calcio poche medie; facce di scivolamento; effervescenza all'HCl violenta. Limite inferiore chiaro lineare

2Cksg 125 - 160 cm; umido, franco argilloso limoso, scheletro assente; colore umido su facce di rottura grigio olivastro (5Y5/2); aggregazione assente: porosità interstiziale non visibile o molto scarsa; noduli di carbonato di calcio comuni grandi; facce di scivolamento; effervescenza all'HCl violenta. Limite inferiore sconosciuto

**Determinazioni analitiche del profilo**

Profondita'	Orizzonte	Granulometria (diametro delle particelle in micron)																	Classe tessiturale
		Totale			Sabbia				Limo			Sabbia							
		Sabbia	Limo	Argilla	Molto grossa	grossa		media	fine		Molto fine		Sab. fine	m. grossa	a	grosso	fine		
cm	2000-50	50-2	<2	2000-1000	2000-250	2000-200	1000-500	500-250	250-125	250-100	200-50	125-50	100-50	2000-100	50-20	20-2			
( %=100)																			
0	55	Ap	7	50	43	n.d.	0	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	1	n.d.	n.d.	6	1	12	38	AL
55	95	Bw	9	51	40	n.d.	1	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	2	n.d.	n.d.	6	3	13	38	AL
95	125	Bss	6	45	49	n.d.	0	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	1	n.d.	n.d.	5	1	4	41	AL
125	150	2Cg	7	64	29	n.d.	1	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	1	n.d.	n.d.	5	2	10	54	FLA

Profondita'	PH H2O	PH CaCl2	PH KCl	CaCO3		Sost Org	N tot	C/N	K2O ass.	P2O5 ass.	Basi di scambio					CSC	H+ scamb		
				Calc. Tot	Calc. Att						Ca++	Mg++	Ca + Mg scamb	Na+	K+			Somma	
cm				%	%	%	ppm				Meq/100 gr								
0	55	n.d.	n.d.	n.d.	13	11	1.9	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	25.51	n.d.
55	95	n.d.	n.d.	n.d.	11	7	2.6	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	25.1	n.d.
95	125	n.d.	n.d.	n.d.	18	12	1.1	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	22.97	n.d.
125	150	n.d.	n.d.	n.d.	17	10	.8	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	12.77	n.d.

Profondita'	Conducibilita' estratto			Ioni solubili (estratto di saturazione)									
	ECe	EC 1:5	EC	Anioni			Cationi						
cm	mS/cm			CO3--	HCO3-	CL-	SO4--	Somma	Ca++	Mg++	Na+	K+	S.A.R.
				Meq/l									

Figura 3: Caratteristiche dei suoli "La Boaria"

Si riporta di seguito la caratterizzazione dei suoli classificati "Risaia del Duca".

Sigla del profilo:	E7514P0001
Localizzazione nella tavola CTR 1:25.000	203SE
Provincia di	Bologna
Localita'	Azienda Castelvetri
Rilevatori	MARINA GUERMANDI
Data di descrizione	
Uso del suolo	girasole
Morfologia	Scala: km Natura della forma: depressioni Elemento morfologico: in posizione piana
Geologia	Tipo di carta: carta geologica regionale 1: 10.000 Formazione geologica: Unità di Modena (AES8a)

---

Materiale parentale e substrato	Materiale parentale di tipo materiali parentali minerali non consolidati limite inferiore non misurabile né stimabile da 16 cm avente origine da sedimenti fluviali composizione granulometrica argillosa
Classificazione Soil Taxonomy	fine, mixed, active, mesic Ustic Endoaquerts (2003)
Classificazione WRB	BathiHypogypsi Eutric Vertisols (1998)
Legenda FAO	
Suolo	RISAIA DEL DUCA argilloso limosi

I colori si riferiscono al suolo umido salvo diversa indicazione

Ap 0 - 60 cm; secco, argilloso, scheletro assente; colore umido su facce di rottura bruno grigiastro scuro (2.5Y4/2); aggregazione principale poliedrica angolare molto grossolana moderata; con masse impoverite di Fe comuni di colore grigio (N 5/) e con masse arricchite di Fe fini comuni di colore bruno giallastro (10YR5/6) ; facce di scivolamento; radici molto fini poche; fessure larghe 20mm macropori fini comuni vescicolari a bassa cont. Verticale e macropori molto fini comuni canaliformi discontinui ad alta cont. Verticale ; effervescenza all'HCl violenta. Limite inferiore abrupto lineare

Bssg 60 - 110 cm; umido, argilloso, scheletro assente; colore umido su facce di rottura grigio scuro (5Y4/1); aggregazione principale prismatica grossolana forte che si partisce in una aggregazione secondaria prismatica molto grossolana forte; con masse arricchite di Fe medie molte di colore bruno giallastro (10YR5/6) ; facce di scivolamento; radici molto fini poche; fessure larghe 2mm macropori molto fini comuni di forma irregolare e di forma irregolare ; effervescenza all'HCl violenta. Limite inferiore graduale lineare

Bssyg 110 - 160 cm; umido, argilloso, scheletro assente; materiali tipo hemiccolore umido su facce di rottura grigio (5Y5/1); aggregazione principale poliedrica angolare molto grossolana debole; con masse arricchite di Fe medie molte di colore bruno oliva chiaro (2.5Y5/6) e con masse arricchite di Fe fini comuni di colore bruno giallastro (10YR5/6) ; cristalli di gesso cilindrica (anche ramificata) poche fini all'interno di vuoti; facce di scivolamento; macropori fini comuni canaliformi discontinui a moderata cont. Verticale e macropori molto fini comuni di forma irregolare ; effervescenza all'HCl violenta. Limite inferiore sconosciuto

Bssyg 110 - 160 cm; scheletro assente; materiali tipo hemiccolore umido in materiale organico frantumato e liscio nero (N 2/); effervescenza all'HCl assente.

### **3 MONITORAGGIO AMBIENTALE**

#### **3.1 Monitoraggio degli effetti dell'impianto sul suolo**

E' prevista l'esecuzione di un campionamento del suolo negli orizzonti superficiale (topsoil) e sotto superficiale (subsoil), indicativamente alle profondità 0-30 e 30-60 centimetri. Il campionamento dovrà essere eseguito ad intervalli temporali prestabiliti (dopo 1-5-10-15-20 anni dalla costruzione dell'impianto) e su almeno due siti dell'appezzamento, uno in posizione ombreggiata dalla presenza del pannello fotovoltaico, l'altro nelle posizioni meno disturbate dell'appezzamento. Il campionamento è da realizzare tramite lo scavo di miniprofilo ovvero con l'utilizzo della trivella pedologica manuale; per garantire la rappresentatività del campione si ritiene necessario procedere al campionamento di almeno 3 punti (per il topsoil e per il subsoil) miscelando successivamente i campioni. Il risultato finale sarà quindi il prelievo di 4 campioni - due (topsoil e subsoil) rappresentativi dell'area coperta dal pannello e due (topsoil e subsoil) rappresentativi dell'area posta tra i pannelli - ciascuno formato da 3 sottocampioni. Sui campioni prelevati si effettueranno le seguenti analisi di laboratorio:

- carbonio organico %;
- pH;
- sostanza organica %;
- K<sub>2</sub>O assimilabile;
- N totale;
- P<sub>2</sub>O<sub>5</sub> assimilabile;

#### **3.2 Monitoraggio della vegetazione**

Come descritto nelle relazioni di progetto e nel quadro di riferimento ambientale dello Studio di Impatto Ambientale è prevista la realizzazione di una fascia verde di mitigazione del sito.

Detta fascia verde ha lo scopo, oltre che di mitigazione paesaggistica, di creare fasce tampone che potrebbero funzionare anche come corridoi ecologici.

E' dunque importante che detta fascia di mitigazione sia mantenuta nel tempo e che le piante che eventualmente dovessero morire siano poi sostituite nel tempo.

Pertanto il monitoraggio verrà effettuato mediante ispezione visiva dello stato di salute della barriera vegetale che sarà svolto con periodicità annuale e che, a valle dell'ispezione visiva, potrà vedere la sostituzione, la manutenzione o l'integrazione della barriera verde.



## 4 MONITORAGGIO IMPIANTISTICO

Nel presente paragrafo sono descritte le attività di monitoraggio alla rispondenza alla norma CEI 82-75.

Tale normativa finalizza, in particolare, il “*monitoraggio*” tecnologico dell’efficienza dell’impianto in tutte le sue componenti strutturali.

### 4.1 **Rispondenza alla norma italiana CEI 82-75**

L’esercizio degli impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili (IAFR) prevede attività di monitoraggio, manutenzione e di gestione, le quali permettono di garantire il funzionamento dei macchinari e di ottimizzarne le performances.

Una corretta gestione degli impianti IAFR deve prevedere un’accurata supervisione continua ed un controllo (anche da remoto) dei loro parametri di funzionamento.

La scelta del set di parametri da monitorare viene definita in base al dettaglio delle analisi necessarie per il completo controllo della capacità produttiva degli impianti e della loro conformità alle eventuali prescrizioni amministrative/autorizzative.

Tutti i sistemi di monitoraggio e acquisizione dati sono infatti assimilabili a tecnologie Programmable Logic Controller (PLC) e Supervisory Control And Data Acquisition (SCADA), tecnologie ormai consolidate nelle applicazioni di controllo automatico in ambito industriale.

L’utilizzo dei PLC permette di applicare una logica di controllo e di attuazione di comandi automatici che, opportunamente programmati, consentono il funzionamento automatico o semi-automatico degli impianti IAFR.

Le caratteristiche distintive tra i sistemi di monitoraggio sono quindi concentrate nelle tecnologie e nel numero dei dispositivi di rilevazione delle grandezze misurate (sonde), nelle caratteristiche di archiviazione e presentazione dei dati e nei software di analisi e controllo di cui sono dotati.

I produttori dei gruppi di conversione (inverter) propongono sistemi di “monitoraggio” integrati con la logica di controllo degli inverter che sono progettati per leggere le grandezze di esercizio del sistema e quelle provenienti da stazioni meteo appositamente studiate.

Esistono inoltre produttori specializzati che commercializzano soluzioni integrate (hardware + software) appositamente personalizzate secondo le necessità del cliente e della specifica architettura dell’impianto.

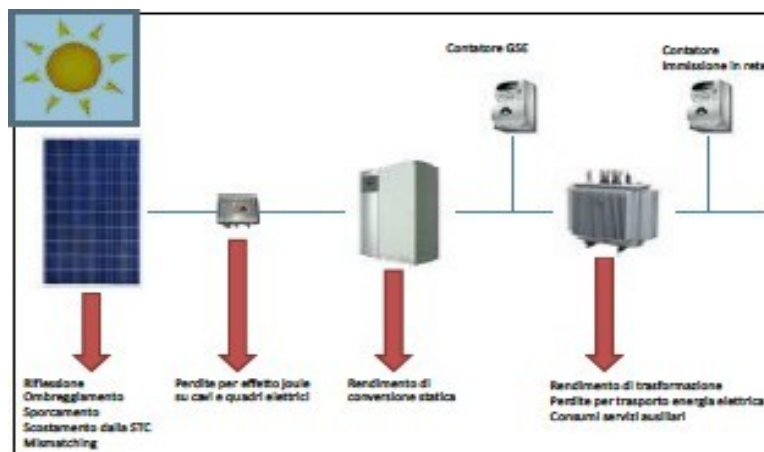
### 4.2 **Monitoraggio tecnico dell’impianto**

Il principale indice di performance per gli impianti fotovoltaici è il “*Performance Ratio*” (PR), definito dalla Norma CEI 82-25 come il rapporto tra l’energia prodotta dall’impianto e l’energia producibile dall’impianto nel periodo analizzato.

Tale indicatore prestazionale esprime la capacità di trasformare l’energia solare in energia elettrica ed è funzione delle perdite di sistema (mismatch, riflessione, ombreggiamento, sporcamento della

superficie dei moduli, decadimento delle prestazioni dei moduli, effetti della temperatura, perdite per effetto joule, rendimento inverter).

La figura seguente schematizza il processo di produzione di energia elettrica per via fotovoltaica, evidenziando le varie cause di perdita di energia caratteristiche del processo di conversione.



La complessità oggettiva di rilevare e quantificare gli effetti di determinate perdite di sistema (ad esempio: mismatch, ombreggiamenti, sporcizia sulla superficie dei moduli), fa sì che il “PR” venga rilevato come confronto tra l’energia teoricamente producibile (funzione dell’irraggiamento e della temperatura) e quella effettivamente prodotta nel medesimo periodo di osservazione.

Il calcolo del “PR” viene quindi effettuato, ai sensi della Norma CEI 82-25, mediante la seguente formula:

$$PR = \frac{Y_F}{Y_R} = \frac{E_{ca} * G_{STC}}{P_n * H_i}$$

Dove:

**E<sub>ca</sub>**: è l’energia prodotta dal lato corrente alternata (Wh)

**P<sub>n</sub>**: è la potenza nominale del generatore FV (W)

**H<sub>i</sub>**: è l’irraggiamento rilevato sul piano dei moduli (Wh/m<sup>2</sup>)

**G<sub>stc</sub>**: è l’irraggiamento in condizioni standard, quantificato in 1.000 W/m<sup>2</sup>.

La stessa Norma CEI 825 prevede la possibilità di correggere gli effetti della temperatura sulle performance, quando le celle FV raggiungono la temperatura superficiale di 40°C, applicando la seguente correzione alla potenza di picco:

$$P_p = 1 - (T_{cel} - 40) * \gamma / 100$$

Dove:

**T<sub>cel</sub>**: è la temperatura misurata sulla superficie della cella FV (°C);

**Y**: è il coefficiente di perdita in temperatura caratteristica del modulo FV utilizzato (%/°C).

La “Disponibilità Tecnica”, definita come il rapporto tra la potenza indisponibile pesata con l’irraggiamento occorso nel periodo nel quale è avvenuta l’indisponibilità e la potenza nominale dell’impianto, è un altro indice prestazionale comunemente utilizzato per valutare la produzione raggiunta dall’impianto in uno specifico periodo di esercizio.

La “Disponibilità Tecnica” rappresenta la percentuale di potenza installata effettivamente in esercizio in un dato periodo ed è comunemente utilizzata, assieme al PR, per valutare la capacità produttiva raggiunta dall’impianto fotovoltaico durante l’anno di esercizio.

Le comuni pratiche di mercato considerano il “Performance Ratio” e la “Disponibilità Tecnica” come parametri di riferimento utilizzati nella contrattualistica (Costruzione e Manutenzione) per definire i livelli di producibilità raggiungibili dall’impianto e garantiti durante il suo ciclo di vita.

La riuscita economica dei progetti è strettamente connessa al raggiungimento della produzione attesa, che rappresenta il principale indicatore di successo del progetto e, come tale, è normalmente soggetto ad un sistema di garanzie e penali economiche a carico dell’appaltatore e/o del gestore.

La comune pratica di mercato, prevede che la costruzione degli impianti FV sia soggetta a garanzia contrattuale relative alle performance minime garantite, il cui mancato raggiungimento comporta normalmente il pagamento di penali compensative a carico dell’Appaltatore (EPC) a risarcimento dei danni economici derivanti dalla mancata performance.

Il mancato raggiungimento della disponibilità tecnica, al quale corrisponde immancabilmente una riduzione dell’energia prodotta, viene normalmente risarcito dall’Operatore, il quale è responsabile dell’operatività dell’impianto.

Nel caso di impianti FV di dimensioni tali da essere richiesta una garanzia di performance minima annua è quindi indispensabile disporre di un sistema di supervisione in grado di monitorare almeno il set minimo di parametri necessario al calcolo degli indici prestazionali oggetto di eventuale garanzia/penale/ecc.

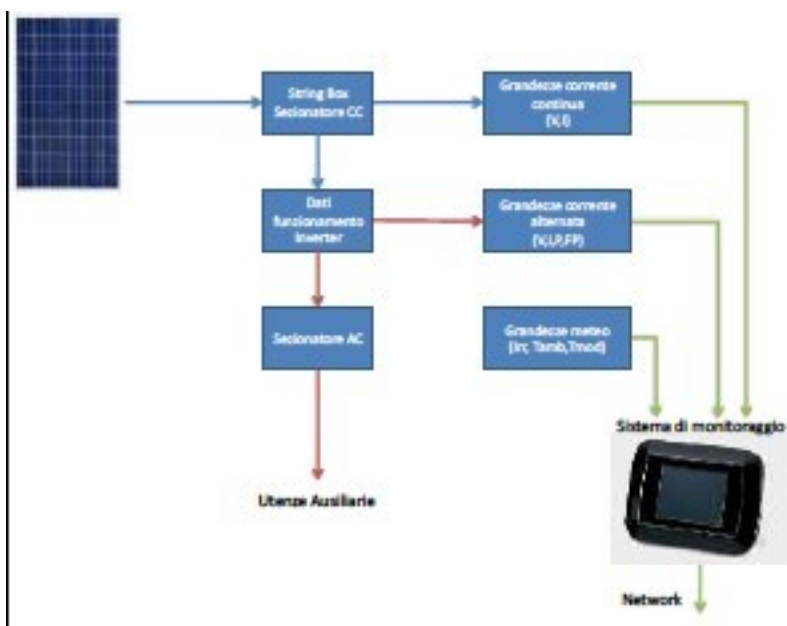
Disporre di un “monitoraggio” accurato è comunque auspicabile, in quanto resta questo il principale strumento di controllo, attraverso il quale Committenza e Appaltatore/Gestore possono verificare il raggiungimento delle prestazioni attese per il progetto.

### 4.3 Architettura del sistema di monitoraggio

I sistemi di monitoraggio attualmente in commercio sono in grado di rilevare e registrare le grandezze meteo ed elettriche nei diversi punti della catena di produzione e conversione/trasformazione dell’energia, permettendo così di mantenere sotto controllo il funzionamento dell’impianto e di rilevare rapidamente eventuali anomalie/malfunzionamenti che possano influire sulla

produzione e sulla sicurezza dell'impianto stesso. Le soluzioni attualmente disponibili sul mercato possono essere distinte tra sistemi integrati con il gruppo di conversione e sistemi realizzati ad hoc.

I sistemi integrati con il gruppo di conversione e con le stringbox dimostrano normalmente una maggiore stabilità di funzionamento, grazie alla compatibilità tra i vari dispositivi e i software; tuttavia, spesso tali sistemi risultano scarsamente flessibili e personalizzabili e per tale motivo non si adattano alle peculiarità strutturali dei grandi impianti fotovoltaici.



Lo schema riportato nella figura mostra l'architettura-tipo di un sistema di monitoraggio per impianti FV, evidenziando il tipo e i punti di prelievo delle grandezze misurate dal sistema.

Il set di grandezze elettriche e meteo che occorre rilevare per una corretta supervisione dell'impianto è quindi così definito

Grandezza		Monitoraggio	
		Necessario	Opzionale
Irraggiamento sul piano dei Moduli (W/m <sup>2</sup> )		X	
Temperatura di Cella (°C)		X	
Temperatura Ambiente (°C)			X
Grandezze elettriche (V, I, P)	di stringa	X	
	ingresso inverter		X
	uscita inverter		X
Energia elettrica (Wh)	prodotta uscita inverter	X	
	immessa in rete	X	
	autoconsumi		X
Segnali di errore	string box		X
	Inverter		X
	quadri elettrici		X

I sistemi di supervisione più avanzati dispongono inoltre di sensoristica, all'interno delle string box, attraverso la quale è possibile rilevare malfunzionamenti a livello di stringa e stimare la potenza nominale indisponibile durante il periodo analizzato.

Questo livello di dettaglio è particolarmente utile quando si intende valutare la “Disponibilità Tecnica” con precisione, ad esempio nel caso in cui tale parametro sia oggetto di specifiche garanzie contrattuali nella fase di gestione operativa dell'impianto FV.

Il dispositivo SCADA (ad esempio) utilizzato per il monitoraggio di impianti fotovoltaici viene dimensionato sulla base del numero e del tipo di sensori che dovrà gestire, strettamente dipendente dalla complessità e dall'estensione dell'impianto FV che si intende monitorare.

Lo SCADA acquisirà e memorizzerà i dati rilevati dai sensori disseminati nell'impianto, producendo eventuali messaggi di errore in caso di rilevato malfunzionamento, allertando l'Operatore che potrà così intervenire tempestivamente limitando i periodi di fermo impianto.

La cadenza di acquisizione dei dati viene comunemente fissata in 5 minuti o 15 minuti, in quanto tale intervallo temporale viene comunemente ritenuto sufficiente ai fini della verifica delle performance d'impianto.

La scelta di intervalli di campionamento così ampi nasce dalla necessità di limitare la quantità di dati che devono essere memorizzati e trasmessi dal sistema di acquisizione, permettendo un dimensionamento dei dispositivi di immagazzinamento dati e delle linee di trasmissione con sufficiente semplicità.

## 4.4 Monitoraggio e manutenzione

Al fine di garantire le prestazioni definite in sede di progetto di un impianto fotovoltaico installato, è necessario effettuare sistematicamente operazioni di monitoraggio e manutenzione.

Questi due concetti sono l'uno la conseguenza dell'altro, poiché dal monitoraggio può affiorare la

necessità di effettuare manutenzioni e dopo la manutenzione è utile effettuare un monitoraggio per verificare che non ci siano state manomissioni accidentali.

Il monitoraggio può essere effettuato recandosi fisicamente in loco, oppure valutando il funzionamento dell'impianto da remoto tramite software appositamente progettati.

#### **4.4.1 Monitoraggio a vista**

Secondo la Norma CEI 82-25 l'esame a vista deve accertare che i componenti dell'impianto fotovoltaico siano conformi alle prescrizioni delle relative norme, scelti e messi in opera correttamente e non danneggiati visibilmente. Inoltre l'esame a vista è teso a identificare, senza l'uso di attrezzi o di mezzi di accesso eventuali difetti dei componenti elettrici che sono evidenti allo sguardo quali ad esempio: mancanza di ancoraggi, connessioni interrotte, involucri rotti, dati di targa assenti, ecc...

Per realizzare questa tipologia di esame è necessario recarsi fisicamente nell'impianto e controllare visivamente ogni pannello.

Se il modulo non presenta nessun segno particolare si procede oltre, altrimenti se si nota, per esempio, come nella tavola sottostante, una bruciatura locale che interessa una o più celle, è opportuno fermarsi e valutare attentamente la situazione. Se necessario si procede a verifiche più approfondite con l'utilizzo di apposita strumentazione.

L'esame a vista può essere effettuato in ogni parte dell'impianto stesso compresi il locale inverter e la cabina. All'interno dei locali si verifica che tutte le apparecchiature siano accese e funzionanti, nonché la presenza di eventuali roditori attratti dal clima tiepido che causano danni ai collegamenti elettrici rosicchiando i cavi fino al totale consumo dell'isolamento.

#### **4.4.2 Prove a vuoto ed a carico sugli impianti**

Dopo una prima valutazione visiva dell'impianto può essere necessario effettuare dei rilievi in loco per verificare eventuali problematiche riscontrate.

Per prove sugli impianti si intende l'effettuazione di misure o di altre operazioni mediante le quali si accerta la corrispondenza dell'impianto alle Norme CEI e alla documentazione di progetto.

Secondo la Norma CEI 82-25 le prove in oggetto consistono nel controllare i seguenti punti:

- la continuità elettrica e le connessioni tra i moduli; questa prova consiste nell'accertare la continuità elettrica tra i vari punti dei circuiti di stringhe e fra l'eventuale parallelo delle stringhe e l'ingresso del gruppo di condizionamento e controllo della potenza;
- la messa a terra di masse e scaricatori che consiste nell'accertare la continuità elettrica dell'impianto di terra, a partire dal dispersore fino alle masse estranee collegate;
- l'isolamento dei circuiti elettrici dalle masse; lo scopo è quello di accertare che la resistenza di isolamento dell'impianto sia adeguata ai valori prescritti dalla Norma CEI 64-8/6; la misura deve essere eseguita tra ogni conduttore attivo, oppure ciascun gruppo completo di conduttori

attivi e l'impianto di terra; le misure devono essere eseguite in c.c. mediante strumenti di prova in grado di fornire le tensioni previste con carico di 1 mA;

- il corretto funzionamento dell'impianto fotovoltaico nelle diverse condizioni di potenza generata e nelle varie modalità previste dal gruppo di condizionamento e controllo della potenza (accensione, spegnimento, mancanza rete del distributore, ecc); questa prova consiste nel verificare che i dispositivi siano stati installati e regolati in modo appropriato. Per la prova di accensione e spegnimento automatico dell'impianto è consigliabile intervenire su sezionatori di stringa; una verifica che accerti le funzioni di protezione di interfaccia deve almeno provare il loro intervento in caso di mancanza della rete del distributore;
- il soddisfacimento delle due seguenti condizioni, in presenza di irraggiamento sul piano dei moduli superiore a 600 W/m<sup>2</sup> :

$$P_{cc} < 0.85 * P_{nom} * G_p / G_{stc} \quad (a)$$

$$P_{ca} < 0.9 * P_{cc} \quad (b)$$

Dove:

- **P<sub>cc</sub>** [in kW] è la potenza misurata all'uscita del generatore fotovoltaico, con incertezza non superiore al 2%;
  - **P<sub>ca</sub>** [in kW] è la potenza attiva misurata all'uscita del gruppo di conversione della corrente continua in corrente alternata con incertezza non superiore al 2%;
  - **P<sub>nom</sub>** [in kWp] è la potenza fornita dal generatore fotovoltaico, determinata come somma delle singole potenze dei moduli desunte dal foglio - dati rilasciato dal costruttore;
  - **G<sub>p</sub>** [in W/m<sup>2</sup>] è l'irraggiamento misurato sul piano dei moduli con incertezza di misura del sensore solare non superiore al 3% e con incertezza di misura della tensione in uscita dal sensore solare non superiore al 1%;
  - **G<sub>stc</sub>** [in W/m<sup>2</sup>] è l'irraggiamento in condizioni di prova standard, pari a 1000 W/m<sup>2</sup>
- La relazione (a) ammette, quindi, per le perdite del generatore fotovoltaico, un valore complessivo pari al 15% della potenza nominale dell'impianto stesso; detto limite tiene conto delle perdite ohmiche, dei difetti di accoppiamento, della temperatura ( fino al valore massimodi 40 °C), della non linearità dell'efficienza dei moduli in funzione dell'irraggiamento, degli ombreggiamenti (entro il 2% massimo) e della risposta angolare.
  - La misura della potenza P<sub>cc</sub> e della potenza P<sub>ca</sub> deve essere effettuata in condizioni di irraggiamento sul piano dei moduli (G<sub>p</sub>) superiore a 600 W/m<sup>2</sup>. Qualora nel corso di detta misura venga rilevata una temperatura di lavoro dei moduli, misurata sulla faccia posteriore dei medesimi, superiore a 40 °C, è ammessa la correzione in temperatura della potenza stessa.

La verifica delle "PR" deve avvenire ogni sei mesi a partire dalla data del collaudo fino alla fine del periodo di garanzia. Dette verifiche devono essere effettuate in condizioni di irraggiamento sul piano dei moduli superiore a 600 W/m<sup>2</sup> . Qualora nel corso di detta misura venga rilevata una temperatura di

lavoro dei moduli sulla faccia posteriore dei medesimi a 40

°C, si procederà alla correzione della formula secondo quanto indicato dalla Norma CEI 82-25.

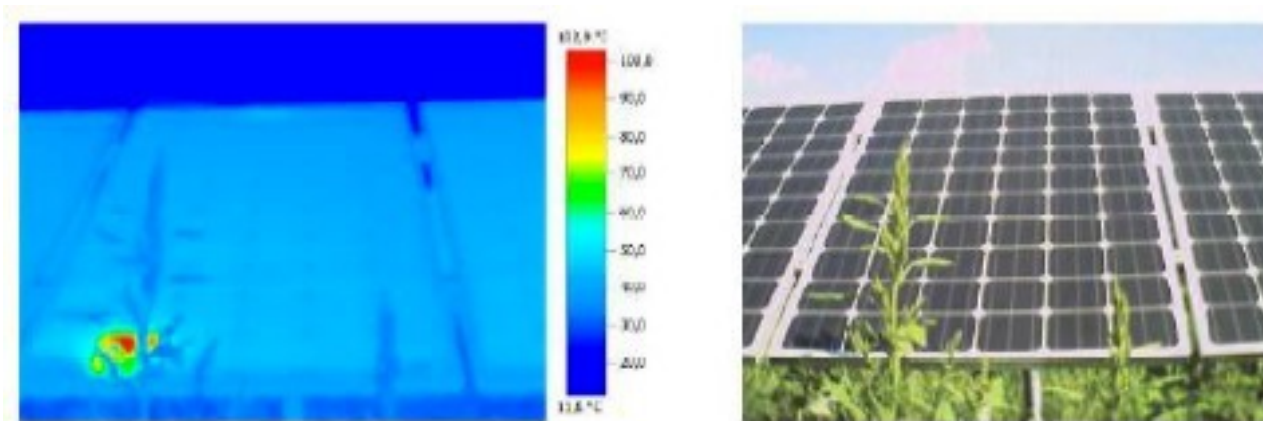
L'appaltatore, solitamente, garantisce i seguenti “*Performance Rate*” nel periodo di garanzia di 24 mesi dopo il collaudo dell'impianto:

- al collaudo dell'impianto: 85,15%;
- 12 mesi dal collaudo dell'impianto: 80,5%;
- 24 mesi dal collaudo dell'impianto: 79,85%.

Inoltre, viene garantito il “*Performance Rate*” per ulteriori 8 anni con una riduzione dello stesso su base annua dello 0,65%.

#### 4.4.3 Rilievi con termocamera

Effettuando un esame a vista è possibile notare delle bruciature locali sulla superficie del pannello. Queste sono conseguenza della presenza di “*hot-spot*”, cioè di punti caldi sulla superficie dovuti a varie cause. In primis eventuali difetti sulla morfologia del pannello che non agevolano la dissipazione del calore. Inoltre la presenza di gramaglie che ombreggiano il pannello o di sporcizia sulla superficie, come escrementi di uccelli, foglie o altro, creano un surriscaldamento locale.



## 4.5 Manutenzione

Per manutenzione di un impianto elettrico si intende l'insieme dei lavori necessari per conservare in buono stato di efficienza e soprattutto di sicurezza, l'impianto stesso. Poiché qualsiasi componente elettrico e non è soggetto ad usura e/o rottura risulta necessario provvedere a una manutenzione sistematica per mantenere inalterate le prestazioni dell'impianto e le caratteristiche di sicurezza.

I principali obiettivi della manutenzione sono:

- Conservare le prestazioni e il livello di sicurezza iniziale dell'impianto contenendo il



normale degrado ed invecchiamento dei componenti.

- Ridurre i costi di gestione dell'impianto evitando perdite di produzione causate dal deterioramento precoce dell'impianto.
- Rispettare le disposizioni di legge.

Gli interventi di manutenzione si distinguono in due categorie principali: **manutenzione ordinaria** e **manutenzione straordinaria**.

Prima di procedere a qualsiasi intervento su un impianto elettrico si dovrà classificare l'intervento necessario per determinare a quale categoria appartiene e, quindi, quali sono le direttive da rispettare.

#### **4.5.1    *Manutenzione ordinaria***

La manutenzione ordinaria comprende lavori finalizzati a:

- Contenere il degrado normale d'uso;
- Far fronte ad eventi accidentali che comportino la necessità di primi interventi che non modifichino la struttura essenziale dell'impianto e la sua destinazione d'uso.

Per questa tipologia di interventi non è previsto l'obbligo di effettuare prima un progetto, né di rilasciare una dichiarazione di conformità.

#### **4.5.2    *Manutenzione straordinaria***

In linea generale è estremamente importante che i locali destinati a contenere le apparecchiature della cabina siano tenuti puliti e sgombri da materiale non pertinente le apparecchiature stesse.

Tali apparecchiature, infatti, in caso di guasto, possono innescare un principio di incendio; è quindi chiaro che la presenza di sporco e di materiale vario può trasformare il principio d'incendio in un incendio vero e proprio. Inoltre la presenza di sporco e di una notevole quantità di polvere può provocare il mal funzionamento delle apparecchiature a causa di cattiva ventilazione dovuto all'accumulo di sporcizia sui filtri di ventilazione.

Dovrà quindi essere eseguita un'accurata pulizia dei filtri su tutte le apparecchiature provviste di sistemi di ventilazione forzata o naturale. A tal fine, ogni produttore fornisce un manuale dettagliato di funzionamento e manutenzione per ogni componente dell'impianto, le cui indicazioni devono essere osservate scrupolosamente.

Per il locale cabina MT/BT ogni sei mesi è necessario:

- Rimuovere gli eventuali materiali in deposito non attinenti agli impianti ed eseguire la pulizia del locale;

- Verificare la presenza dei dispositivi di protezione individuali e di estinzione degli incendi;
- Verificare la presenza dei cartelli monitori e della documentazione di impianto. Inoltre ogni anno è utile:
- Eseguire il controllo dello stato di conservazione delle strutture di protezione
- contro i contatti diretti;
- Verificare l'integrità dei dispositivi di blocco che impediscono l'accesso alle parti in tensione

Per il quadro MT ogni anno è necessario:

- Eseguire la pulizia interna ed esterna con aspirapolvere e/o soffiando aria secca a bassa pressione;
- Rimuovere la polvere dalle parti isolanti con stracci ben asciutti;
- Eseguire il controllo visivo per verificare l'integrità delle apparecchiature;
- Controllare lo stato di conservazione delle strutture di protezione contro i contatti diretti;
- Controllare il serraggio dei bulloni e pulire le connessioni;
- Verificare, con apposito strumento, la continuità dei conduttori di terra delle strutture metalliche e delle apparecchiature installate;
- Verificare l'efficienza dei dispositivi di blocco che impediscono l'accesso alle parti in tensione;
- Verificare l'efficienza dell'illuminazione interna al quadro;
- Verificare l'integrità delle pinze di potenza sui sezionatori, rimuovere le eventuali ossidazioni e perlature e proteggere con prodotti specifici;
- Verificare il serraggio delle connessioni dei circuiti di potenza e dei circuiti ausiliari a bordo degli interruttori;
- Verificare l'efficienza dei comandi manuali ed elettrici di apertura e chiusura;
- Verificare l'efficienza del circuito di apertura simulando l'intervento delle protezioni;
- Verificare l'efficienza dei segnatori meccanici di posizione;
- Verificare l'efficienza delle connessioni a terra dei sezionatori di terra;
- Richiudere il quadro e verificare l'efficacia dei sistemi di blocco meccanici che devono impedire l'accesso a tutte le parti in tensione;
- Verificare i valori di taratura dei parametri elettrici con quelli previsti nel progetto.

Per i trasformatori ogni anno è necessario:

- Eseguire il controllo visivo esterno per verificare l'integrità dell'apparecchiatura
- Controllare lo stato di conservazione della resina esterna degli avvolgimenti
- Eseguire la pulizia completa dell'apparecchiatura con aspirapolvere o soffiando aria secca a

bassa pressione, pulire gli isolatori e le barre di collegamento con stracci asciutti

- Controllare il serraggio dei cavi di potenza sui relativi morsetti con chiave dinamometrica come da indicazioni del costruttore, eliminare le eventuali ossidazioni dai morsetti di potenza e proteggere gli stessi con prodotto specifico
- Controllare serraggio dei bulloni, la pulizia delle connessioni, la continuità dei conduttori di messa a terra e sostituire gli eventuali morsetti e conduttori deteriorati
- Verificare il funzionamento delle termosonde e controllare le regolazioni impostate nelle centraline

Per il quadro elettrico generale ed eventualmente altri quadri presenti è necessario

- eseguire il controllo visivo esterno per verificare l'integrità dell'apparecchiatura;
- eseguire il controllo visivo delle condutture di alimentazione;
- eseguire la pulizia interna ed esterna;
- controllare lo stato di conservazione delle strutture di protezione contro i contatti diretti;
- controllare il serraggio dei bulloni e pulire le connessioni;
- verificare la continuità dei conduttori di messa a terra delle strutture metalliche e delle apparecchiature installate;
- sostituire i morsetti e i conduttori deteriorati;
- verificare l'efficienza dei dispositivi di blocco che impediscono l'accesso alle parti in tensione;
- verificare il serraggio delle connessioni di potenza;
- eseguire la pulizia dei componenti soffiando aria secca a bassa pressione e usando stracci puliti ed asciutti;
- verificare l'efficienza della bobina e il suo ancoraggio e che non presenti segni di surriscaldamento;
- verificare la funzionalità e l'efficienza dei contatti ausiliari e delle bobine;
- controllare lo stato di conservazione dei conduttori elettrici;
- eseguire il serraggio dei morsetti;
- effettuare qualche manovra e verificare con il tester l'effettivo stato dei circuiti di potenza (aperto/chiuso) e delle bobine (eccitata/diseccitata);
- effettuare il controllo visivo del buono stato di conservazione delle protezioni (fusibili, relè termici, interruttori automatici);
- per i fusibili verificare le caratteristiche elettriche di progetto;
- per i relè verificare le tarature e le caratteristiche elettriche di progetto;
- prima della messa in tensione verificare che i circuiti amperometrici siano chiusi;
- controllare il serraggio dei collegamenti elettrici ausiliari;

- controllare l'integrità degli interruttori verificandone con il tester l'effettiva apertura e chiusura;
- controllare l'integrità, la funzionalità e l'efficienza di commutatori, pulsanti, lampade, ecc. verificando che vengano abilitati i circuiti previsti dal progetto;
- verificare l'efficienza delle apparecchiature ausiliarie alimentandole e disalimentandole, ove possibile, o effettuare la verifica con il tester.

Inoltre ogni sei mesi è utile per i relè e gli interruttori differenziali verificare il corretto intervento utilizzando il tasto di prova.

### **4.5.3 Manutenzione impianto di terra.**

Per l'impianto disperdente è necessario ogni anno:

- eseguire il controllo visivo per verificare l'integrità dell'impianto;
- verificare il serraggio delle connessioni nei punti accessibili;
- sostituire i componenti che presentano evidenti segni di ossidazione o corrosione

Inoltre ogni due anni:

- verificare strumentalmente la continuità tra i vari componenti dell'impianto disperdente;
- eseguire la misura della resistenza dell'impianto di terra e verificare con il valore della corrente di guasto ed il tempo di intervento delle protezioni se sussiste la necessità di effettuare la misura della tensione di passo e contatto.

Per l'impianto di equipotenzialità della cabina elettrica è necessario ogni anno:

- eseguire il controllo visivo per verificare l'integrità dell'impianto;
- verificare il serraggio delle connessioni nei punti accessibili;
- sostituire i componenti che presentano evidenti segni di ossidazione o corrosione.

Inoltre ogni due anni:

- verificare la continuità con apposito strumento tra il conduttore di terra e le sbarre equipotenziali poste nel locale cabina;
- le sbarre equipotenziali poste nei quadri principali di distribuzione;
- le sbarre equipotenziali poste nei quadri secondari di cabina;
- le apparecchiature in MT comprese gli schermi dei cavi MT;
- le masse;
- le masse estranee.

#### **4.5.4 Manutenzione dell'impianto fotovoltaico.**

I moduli fotovoltaici richiedono in genere operazioni di manutenzione di entità limitata.

La periodicità con cui vengono effettuate è scelta a discrezione del proprietario in accordi con la ditta installatrice.

L'operazione di manutenzione consiste in tre punti fondamentali: pulizia del modulo, ispezione visiva dei moduli e controllo dei collegamenti elettrici e del cablaggio.

Per quanto riguarda la pulizia dei moduli essa viene effettuata periodicamente in base all'effettivo sporco accumulato. Lo sporco, infatti, si deposita sulla copertura trasparente dei moduli riducendone il rendimento. L'intensità dell'effetto dipende dall'opacità del sedimento e dalla sua disuniformità. Gli strati di polvere che riducono l'intensità del sole in modo uniforme non sono pericolosi e la riduzione della potenza non è, in genere, significativa.

La periodicità della pulizia dipende dall'intensità del processo di imbrattamento, per questo motivo non sono necessarie tubazioni fisse per il lavaggio, poiché i costi risulterebbero maggiori dei benefici.

L'azione della pioggia può in alcuni casi ridurre al minimo o eliminare il bisogno di pulizia dei moduli; in altri contribuisce al processo di imbrattamento poiché la polvere secca diventa fangosa.

L'operazione di pulizia consiste nel lavare i moduli fotovoltaici con acqua; si prevede perciò il trasporto in loco di acqua con autobotte e la pulizia dei moduli con appositi dispositivi per la pulitura, come ad esempio mostrato nelle figure che seguono, senza l'aggiunta di detergenti chimici che potrebbero essere dannosi per la superficie del modulo stesso e per lo stesso "suolo".

La pulitura può essere effettuata anche a mano, nel caso in cui i moduli non siano accessibili dal mezzo di pulizia.

Per quanto riguarda il controllo dei collegamenti e del cablaggio, si effettua una manutenzione preventiva ogni sei mesi verificando il fissaggio e lo stato dei morsetti dei cavi di collegamento dei moduli e la tenuta stagna della scatola dei morsetti. Qualora si rilevassero problemi di tenuta stagna, occorre provvedere alla sostituzione degli elementi interessati e alla pulizia dei morsetti.

E' importante curare la tenuta della scatola dei morsetti, utilizzando eventualmente giunti nuovi o sigillante.

Periodicamente è necessario, provvedere alla pulizia dei sensori che rilevano l'irraggiamento poiché essendo esposti alle intemperie la loro superficie si può opacizzare per la sporcizia e rilevare un valore di irraggiamento minore del reale.

## 5 CONCLUSIONI

Il presente piano di monitoraggio quindi si pone l'obiettivo di monitorare i principali impatti che l'impianto fotovoltaico potrebbe avere sull'ambiente circostante.

Si segnala infatti che il cambio d'uso del suolo, ad oggi utilizzato come suolo agricolo, e l'impatto paesaggistico che la realizzazione del campo fotovoltaico ha sull'ambiente circostante siano di fatto le uniche alterazioni che la realizzazione dell'impianto può provocare.

Si monitora quindi l'eventuale cambiamento delle caratteristiche del suolo. Detto monitoraggio è necessario per capirne l'utilizzo alla fine della vita dell'impianto.

Si monitora infine lo stato qualitativo e quantitativo della barriera di mitigazione che serve per mantenere l'impatto paesaggistico dell'impianto limitato per tutta la vita utile dell'impianto.