

00	Progetto Definitivo		18/09/2023		MNT
Voltalia Italia S.r.l. Viale Montenero, 32 Milano (MI) - 20135 - Italia			Tel. +39 02 89095269 info.italia@voltalia.com www.voltalia.it		
DISEGNATO:	CONTROLLATO:	APPROVATO:			
MZZ	VCC	VCC			
SCALA:	DATA: 18/09/2023	FOGLIO: 001/001	FORMATO A4	IL PRESENTE DOCUMENTO E' DI NOSTRA PROPRIETA' E NON PUO' ESSERE RIPRODOTTO O INVIATO SENZA LA NOSTRA AUTORIZZAZIONE.	
COMUNE DI MESAGNE (BR) - COMUNE DI BRINDISI (BR) PROGETTO: Progetto definitivo di un impianto per la produzione di energia elettrica da fonte solare con potenza di immissione in rete di 12,50 MW, e 15,00 MW di storage da realizzarsi nel comune di Mesagne (BR), località Madonna delle Grazie snc e limitatamente alle opere di connessione alla rete anche nel comune di Brindisi (BR).				00	
TITOLO: RELAZIONE DI CALCOLO ELETTRICO				Documento N. DEV-PLN-036-01-IT-S-MSA01-IT	

Sommario

1.	PREMESSA.....	3
2.	NORMATIVA E LEGGI DI RIFERIMENTO.....	3
2.1	CRITERI DI PROGETTO E DOCUMENTAZIONE.....	3
2.2	SICUREZZA ELETTRICA.....	3
2.3	FOTOVOLTAICO.....	4
2.4	QUADRI ELETTRICI	4
2.5	RETE ELETTRICA ED ALLACCIAMENTI DEGLI IMPIANTI	5
2.6	CAVI, CAVIDOTTI ED ACCESSORI.....	5
2.7	CONVERSIONE DELLA POTENZA	6
2.8	SCARICHE ATMOSFERICHE E SOVRATENSIONI.....	7
2.9	DISPOSITIVI DI POTENZA	7
2.10	COMPATIBILITÀ ELETTROMAGNETICA.....	7
2.11	ENERGIA SOLARE.....	8
2.12	ALTRI DOCUMENTI	8
2.13	NORMATIVA NAZIONALE E NORMATIVA TECNICA – CAMPI ELETTROMAGNETICI.....	8
3.	CARATTERISTICHE DELL’IMPIANTO	9
4.	CALCOLI E VERIFICHE DI PROGETTO	10
4.1	COORDINAMENTO TRA LE TENSIONI DELL’INVERTER E DEL GENERATORE.....	10
5.	DIMENSIONAMENTO CAVI LATO CORRENTE CONTINUA	13
5.1	DIMENSIONAMENTO CAVI DI STRINGA.....	13
6.	DIMENSIONAMENTO CAVI LATO CORRENTE ALTERNATA.....	15
6.1	DIMENSIONAMENTO CAVI USCITA INVERTER	15
6.2	DIMENSIONAMENTO CAVI SBARRA DI PARALLELO AL TRASFORMATORE	15
6.3	DIMENSIONAMENTO CAVI LATO MT IN USCITA DAL TRASFORMATORE.....	15
6.4	SCELTA DEI DISPOSITIVI DI GENERATORE (DDG).....	17
6.5	MESSA A TERRA DEL TRASFORMATORE	17
6.6	SCELTA DISPOSITIVO GENERALE DI PROTEZIONE LATO BT.....	18
6.7	SCELTA DISPOSITIVO GENERALE (DG) LATO MT ASSOCIATO ALLA PROTEZIONE GENERALE (PG).....	18
6.8	SCELTA DISPOSITIVO DI INTERFACCIA IN MT (DI & SPI).....	19
7.	POSA DEI CAVI.....	20
8.	PROTEZIONE DALLE SCARICHE ATMOSFERICHE	21
9.	MISURA DELL’ENERGIA.....	21
9.1	COMPETENZE RELATIVE AI MISURATORI	22
10.	COLLAUDO, VERIFICHE E MANUTENZIONE	22

10.1	MISURE E PROVE.....	24
10.2	MISURE DI TENSIONE E CORRENTE.....	24
10.3	MISURE DI POTENZA (PRESTAZIONI).....	26
10.4	PROVA DELL'INVERTER	26

1. PREMESSA

Il presente documento tecnico costituisce la Relazione di calcolo elettrico relativo al progetto di realizzazione di un impianto fotovoltaico avente potenza nominale pari a 13.119,60kWp e 12.500kW in immissione per la generazione di energia elettrica da fonte rinnovabile e un impianto storage stand-alone di potenza pari a 15MW e capacità pari a 30MWh ubicati a Mesagne (BR).

2. NORMATIVA E LEGGI DI RIFERIMENTO

2.1 CRITERI DI PROGETTO E DOCUMENTAZIONE

- CEI 0-2: “Guida per la definizione della documentazione di progetto degli impianti elettrici”;
- CEI EN 60445: “Principi base e di sicurezza per l’interfaccia uomo-macchina, marcatura e identificazione – Identificazione dei morsetti degli apparecchi e delle estremità di conduttori designati e regole generali per un sistema alfanumerico”.

-

2.2 SICUREZZA ELETTRICA

- CEI 0-16: “Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti AT e MT delle imprese distributrici di energia elettrica”.
- CEI 64-8: “Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000 V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua”.
- CEI 64-12: “Guida per l’esecuzione dell’impianto di terra negli edifici per uso residenziale e terziario”.
- CEI 64-14: “Guida alla verifica degli impianti elettrici utilizzatori”.
- IEC TS 60479-1 CORR 1 Effects of current on human beings and livestock – Part 1: General aspects.
- CEI EN 60529 (70-1): “Gradi di protezione degli involucri (codice IP)”.
- CEI 64-57: “Edilizia ad uso residenziale e terziario Guida per l’integrazione degli impianti elettrici utilizzatori e per la predisposizione di impianti ausiliari, telefonici e di trasmissione dati negli edifici Impianti di piccola produzione distribuita”.
- CEI EN 61140: "Protezione contro i contatti elettrici - Aspetti comuni per gli impianti e le apparecchiature".

2.3 FOTVOLTAICO

- CEI EN 60891 (82-5) “Caratteristiche I-V di dispositivi fotovoltaici in silicio cristallino – Procedure di riporto dei valori misurati in funzione di temperatura e irraggiamento”.
- CEI EN 60904-1 (82-1) “Dispositivi fotovoltaici – Parte 1: Misura delle caratteristiche fotovoltaiche corrente-tensione”.
- CEI EN 60904-2 (82-1) “Dispositivi fotovoltaici – Parte 2: Prescrizione per le celle solari di riferimento”.
- CEI EN 60904-3 (82-3) “Dispositivi fotovoltaici – Parte 1: Principi di misura dei sistemi solari fotovoltaici (PV) per uso terrestre e irraggiamento spettrale di riferimento”.
- CEI EN 61173 (82-4) “Protezione contro le sovratensioni dei sistemi fotovoltaici (FV) per la produzione di energia – Guida”.
- CEI EN 61215 (82-8) “Moduli fotovoltaici in silicio cristallino per applicazioni terrestri – Qualifica del progetto e omologazione del tipo”.
- CEI EN 61277 (82-17) “Sistemi fotovoltaici (FV) di uso terrestre per la generazione di energia elettrica – Generalità e guida”.
- CEI EN 61345 (82-14) “Prova all’UV dei moduli fotovoltaici (FV)”.
- CEI EN 61701 (82-18) “Prova di corrosione da nebbia salina dei moduli fotovoltaici (FV)”.
- CEI EN 61724 (82-15) “Rilievo delle prestazioni dei sistemi fotovoltaici – Linee guida per la misura, lo scambio e l’analisi dei dati”.
- CEI EN 61727 (82-9) “Sistemi fotovoltaici (FV) – Caratteristiche dell’interfaccia di raccordo alla rete”.
- CEI EN 61730-1 (82-27) “Qualificazione per la sicurezza dei moduli fotovoltaici (FV) Parte 1: Prescrizioni per la costruzione”.
- CEI EN 61730-2 “Qualificazione per la sicurezza dei moduli fotovoltaici (FV) Parte 2: Prescrizioni per le prove”.
- CEI EN 61829 (82-16) “Schiere di moduli fotovoltaici (FV) in silicio cristallino – Misura sul campo delle caratteristiche I-V”.
- CEI EN 62093 (82-24) “Componenti di sistema fotovoltaici – moduli esclusi (BOS) – Qualifica di progetto in condizioni ambientali naturali”.

2.4 QUADRI ELETTRICI

- CEI EN 60439-1 (17-13/1) “Apparecchiature soggette a prove di tipo (AS) e apparecchiature parzialmente soggette a prove di tipo (ANS)”.

- CEI EN 60439-3 (17-13/3) “Apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT) – Parte 3: Prescrizioni particolari per apparecchiature assiemate di protezione e di manovra destinate ad essere installate in luoghi dove personale non addestrato ha accesso al loro uso – Quadri di distribuzione ASD”.
- CEI 23-51 “Prescrizioni per la realizzazione, le verifiche e le prove dei quadri di distribuzione per installazioni fisse per uso domestico e similare”.

2.5 RETE ELETTRICA ED ALLACCIAMENTI DEGLI IMPIANTI

- CEI 0-16 ed. II “Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti AT ed MT delle imprese distributrici di energia elettrica”.
- CEI EN 61936-1 (99-2) “Impianti elettrici con tensione superiore a 1 kV in corrente alternata”.
- CEI 11-17 “Impianti di produzione, trasmissione e distribuzione pubblica di energia elettrica – Linee in cavo”.
- CEI EN 50110-1 (11-48) “Esercizio degli impianti elettrici”.
- CEI EN 50160 (8-9) “Caratteristica della tensione fornita dalle reti pubbliche di distribuzione dell’energia elettrica (2011)”.

2.6 CAVI, CAVIDOTTI ED ACCESSORI

- CEI 20-19/1 “Cavi con isolamento reticolato con tensione nominale non superiore a 450/750 V Parte 1: Prescrizioni generali”.
- CEI 20-19/4 “Cavi isolati con gomma con tensione nominale non superiore a 450/750 V Parte 4: Cavi flessibili”.
- CEI 20-19/10 “Cavi isolati con gomma con tensione nominale non superiore a 450/750 V Parte 10: Cavi flessibili isolati in EPR e sotto guaina in poliuretano”.
- CEI 20-19/11 “Cavi isolati con gomma con tensione nominale non superiore a 450/750 V Parte 11: Cavi flessibili con isolamento in EVA”.
- CEI 20-19/12 “Cavi isolati con gomma con tensione nominale non superiore a 450/750 V Parte 12: Cavi flessibili isolati in EPR resistenti al calore”.
- CEI 20-19/13 “Cavi isolati con gomma con tensione nominale non superiore a 450/750 V Parte 13: Cavi unipolari e multipolari, con isolante e guaina in mescola reticolata, a bassa emissione di fumi e di gas tossici e corrosivi”.
- CEI 20-19/14 “Cavi isolati con isolamento reticolato con tensione nominale non superiore a 450/750 V Parte 14: Cavi per applicazioni con requisiti di alta flessibilità”.

- CEI 20-19/16 “Cavi isolati con gomma con tensione nominale non superiore a 450/750 V Parte 16: Cavi resistenti all’acqua sotto guaina di policloroprene o altro elastomero sintetico equivalente”.
- CEI 20-20/1 “Cavi con isolamento termoplastico con tensione nominale non superiore a 450/750 V – Parte 1: Prescrizioni generali”.
- CEI 20-20/3 “Cavi isolati con polivinilcloruro con tensione nominale non superiore a 450/750 V Parte 3: Cavi senza guaina per posa fissa”.
- CEI 20-20/4 “Cavi isolati con polivinilcloruro con tensione nominale non superiore a 450/750 V Parte 4: Cavi con guaina per posa fissa”.
- CEI 20-20/5 “Cavi isolati con polivinilcloruro con tensione nominale non superiore a 450/750 V Parte 5: Cavi flessibili”.
- CEI 20-20/9 “Cavi isolati con polivinilcloruro con tensione nominale non superiore a 450/750 V Parte 9: Cavi senza guaina per installazione a bassa temperatura”.
- CEI 20-20/12 “Cavi isolati con polivinilcloruro con tensione nominale non superiore a 450/750 V Parte 12: Cavi flessibili resistenti al calore”.
- CEI 20-20/14 “Cavi con isolamento termoplastico con tensione nominale non superiore a 450/750 V – Parte 14: Cavi flessibili con guaina e isolamento aventi mescole termoplastiche prive di alogeni”.
- CEI-UNEL 35024-1 “Cavi elettrici isolati con materiale elastomerico o termoplastico per tensioni nominali non superiore a 1000 V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua Portate di corrente in regime permanente per posa in aria. FASC. 3516”.
- CEI-UNEL 35026 “Cavi elettrici isolati con materiale elastomerico o termoplastico per tensioni nominali di 1000 V in corrente alternata e 1500 V in corrente continua – Portate di corrente in regime permanente per posa interrata. FASC. 5777”.
- CEI 20-40 “Guida per l’uso di cavi a bassa tensione”.
- CEI 20-67 “Guida per l’uso dei cavi 0,6/1kV”.
- CEI EN 61386 “Sistemi di tubi ed accessori per installazioni elettriche.
- CEI EN 60423 (23-26) “Tubi per installazioni elettriche – Diametri esterni dei tubi per installazioni elettriche e filettature per tubi e accessori”.

2.7 CONVERSIONE DELLA POTENZA

- CEI 22-2 “Convertitori elettronici di potenza per applicazioni industriali e di trazione”.

- CEI EN 60146-1-1 (22-7) “Convertitori a semiconduttori – Prescrizioni generali e convertitori commutati dalla linea – Parte 1-1: Specifiche per le prescrizioni fondamentali”.
- CEI EN 60146-1-3 (22-8) “Convertitori a semiconduttori – Prescrizioni generali e convertitori commutati dalla linea – Parte 1-3: Trasformatori e reattori”.

2.8 SCARICHE ATMOSFERICHE E SOVRATENSIONI

- CEI 81-31 “Valori medi del numero di fulmini a terra per anno e per chilometro quadrato nei comuni d’Italia, in ordine alfabetico”.
- CEI 62305-2 “Protezione delle strutture contro i fulmini – Valutazione del rischio dovuto al fulmine”;
- CEI 62305 “Protezione contro i fulmini”.
- CEI EN 62561-1 (81-24) “Componenti per la protezione contro i fulmini (LPC) – Parte 1: Prescrizioni per i componenti di connessione”.
- CEI EN 61643-11 (37-8) “Limitatori di sovratensione di bassa tensione – Parte 11: Limitatori di sovratensione connessi a sistemi di bassa tensione – Prescrizioni e prove”.
- CEI EN 62305-1 (CEI 81-10) “Protezione contro i fulmini – Principi generali”.
- CEI EN 62305-2 (CEI 81-10) “Protezione contro i fulmini – Analisi del rischio”.
- CEI EN 62305-3 (CEI 81-10) “Protezione contro i fulmini – Danno materiale alle strutture e pericolo per le persone”.
- CEI EN 62305-4 (CEI 81-10) “Protezione contro i fulmini – Impianto elettrici ed elettronici nelle strutture”.

2.9 DISPOSITIVI DI POTENZA

- CEI EN 60898-1 (23-3/1) “Interruttori automatici per la protezione dalle sovracorrenti per impianti domestici e similari – Parte 1: interruttori automatici per funzionamento in corrente alternata”.
- CEI EN 60947-4-1 (121-12) “Apparecchiature di bassa tensione – Parte 4-1: Contattori ed avviatori – Contattori e avviatori elettromeccanici”.

2.10 COMPATIBILITÀ ELETTROMAGNETICA

- CEI EN 61000-6-3 (210-65) “Compatibilità elettromagnetica – Norma generica sull’emissione Parte 1: Ambienti residenziali, commerciali e dell’industria leggera”.

- CEI EN 61000-6-1 (210-64) “Compatibilità elettromagnetica – Norma generica sull’immunità – Parte 1: Ambienti residenziali, commerciali e dell’industria leggera”.
- CEI EN 61000-2-2 (110-10) “Compatibilità elettromagnetica (EMC) – Parte 2-2: Ambiente – Livelli di compatibilità per i disturbi condotti in bassa frequenza e la trasmissione dei segnali sulle reti pubbliche di alimentazione a bassa tensione”.
- CEI EN 61000-3-2 (110-31) “Compatibilità elettromagnetica (EMC) – Parte 3-2: Limiti per le emissioni di corrente armonica (apparecchiature con corrente di ingresso ≤ 16 A per fase)”.
- CEI EN 61000-3-3 (110-28) “Compatibilità elettromagnetica (EMC) – Parte 3: Limiti – sezione 3: Limitazione delle fluttuazioni di tensione e del flicker in sistemi di alimentazione in bassa tensione per apparecchiature con corrente nominale ≤ 16 A”.

2.11 ENERGIA SOLARE

- UNI 8477 “Energia solare – Calcolo degli apporti per applicazioni in edilizia – Valutazione dell’energia raggiante ricevuta”.
- UNI EN ISO 9488 “Energia solare – Vocabolario”.
- UNI 10349 “Riscaldamento e raffrescamento degli edifici – Dati climatici”.

2.12 ALTRI DOCUMENTI

- UNI/ISO e CNR UNI 10011 “Costruzioni in acciaio. Istruzioni per il calcolo, l’esecuzione, il collaudo e la manutenzione (Per la parte meccanica di ancoraggio dei moduli)”.

2.13 NORMATIVA NAZIONALE E NORMATIVA TECNICA – CAMPI ELETTROMAGNETICI

- Decreto del 29.05.08 “Approvazione delle procedure di misura e valutazione dell’induzione magnetica”.
- DM del 29.5.2008 “Approvazione della metodologia di calcolo delle fasce di rispetto per gli elettrodotti”.
- Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 08/07/2003 “Fissazione dei limiti di esposizione, dei valori di attenzione e degli obiettivi di qualità per la protezione della popolazione dalle esposizioni a campi elettrici e magnetici alla frequenza di rete (50 Hz) generati dagli elettrodotti”, G.U. 28 agosto 2003, n. 200.
- Legge quadro 22/02/2001, n. 36 “Legge quadro sulla protezione dalle esposizioni a campi elettrici, magnetici ed elettromagnetici”, G.U. 7 marzo 2001, n.55.

- Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 28/09/1995 “Norme tecniche procedurali di attuazione del D.P.C.M. 23/04/92 relativamente agli elettrodotti”, G.U. 4 ottobre 1995, n. 232 (abrogato da luglio 2003).
- Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 23/04/1992 “Limiti massimi di esposizione ai campi elettrico e magnetico generati alla frequenza industriale nominale (50 Hz) negli ambienti abitativi e nell’ambiente esterno”, G.U. 6 maggio 1992, n. 104 (abrogato dal luglio 2003).
- Decreto Interministeriale 16 gennaio 1991, “Aggiornamento delle norme tecniche per la disciplina della costruzione e dell’esercizio di linee aeree esterne” (G.U. Serie Generale del 16/01/1991 n.40)
- Decreto interministeriale 21 marzo 1988, n. 449, “Approvazione nelle norme tecniche per la progettazione, l’esecuzione e l’esercizio delle linee elettriche aeree esterne”.
- CEI 106-12 2006-05 “Guida pratica ai metodi e criteri di riduzione dei campi magnetici prodotti dalle cabine elettriche MT/BT”.
- CEI 106-11 2006-02 “Guida per la determinazione delle fasce di rispetto per gli elettrodotti secondo le disposizioni del DPCM 8/07/2003 (art.6) - Parte I: Linee elettriche aeree in cavo”
- CEI 11-17 1997-07 “Impianti di produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica – Linee in cavo.
- CEI 211-6 2001-01 “Guida per la misura e per la valutazione dei campi elettrici e magnetici nell’intervallo di frequenza 0 Hz - 10 kHz, con riferimento all’esposizione umana”.
- CEI 211-4 1996-12 “Guida ai metodi di calcolo dei campi elettrici e magnetici generati da linee elettriche”.
- CEI 11-60 2000-07 “Portata al limite termico delle linee aeree esterne”.

3. CARATTERISTICHE DELL’IMPIANTO

Nella seguente tabella sono riportati i dati relativamente alle principali caratteristiche elettriche dell’impianto.

Tipologia moduli	Longi LR5-72HTH 580M
Numero di moduli	22.620
Potenza	13.119,60kWp
Numero di inverter	N.43 inverter Huawei SUN2000-330KTL-H1
Tipo di generazione	c.a. trifase a 36kV

Superficie dell'impianto	
Strutture	
Distanza tra le file	
Numero totale di stringhe	
Numero di moduli per stringa	

4. CALCOLI E VERIFICHE DI PROGETTO

La configurazione dell'impianto è stata scelta al fine di ottimizzare il rendimento dello stesso, previa opportuna verifica dei vincoli elettrici che caratterizzano un impianto fotovoltaico.

4.1 COORDINAMENTO TRA LE TENSIONI DELL'INVERTER E DEL GENERATORE

In base alle caratteristiche dei moduli e dell'inverter scelti dovranno essere verificate alcune condizioni secondo i seguenti criteri:

- 1) la massima tensione a vuoto U_{ocx} del generatore fotovoltaico, corrispondente alla minima temperatura di funzionamento ipotizzabile in relazione ai dati di temperatura locali (2° C), non deve superare la massima tensione di ingresso V_{MAX} tollerata dall'inverter:

$$U_{ocx} \leq V_{MAX}$$

2. la minima tensione U_{MPPmin} del generatore fotovoltaico, valutata alla massima temperatura di esercizio dei moduli (65 °C) con un irraggiamento di 1000 W/m², non deve essere inferiore alla minima tensione di funzionamento dell'MPPT $V_{MMPTmin}$ dell'inverter:

$$U_{MPPmin} \leq V_{MMPTmin}$$

3. la massima tensione U_{MPPmax} del generatore fotovoltaico, valutata alla minima temperatura (2°C) con un irraggiamento di 1000 W/m², non deve superare la massima tensione di funzionamento dell'MPPT $V_{MMPTmax}$ dell'inverter:

$$U_{MPPmax} \leq V_{MMPTmax}$$

4. la massima corrente del generatore fotovoltaico, valutata alla massima temperatura di funzionamento (65 °C), nel funzionamento MPP, I_{MPPx} , non deve superare la massima corrente di ingresso I_{DCmax} tollerata dall'inverter:

$$I_{MPPmax} \leq I_{DCmax}$$

Per calcolare i parametri sopradetti del generatore fotovoltaico al variare della temperatura di funzionamento delle celle entrano in gioco i coefficienti di temperatura β dei moduli forniti dal costruttore.

Per comodità riportiamo i valori di temperatura utilizzati nei calcoli e i coefficienti di perdita per temperatura dei moduli fotovoltaici rispettivamente per la tensione a vuoto UOC e per la corrente IMPP.

Electrical Characteristics	STC : AM1.5 1000W/m ² 25°C		NOCT : AM1.5 800W/m ² 20°C 1m/s				Test uncertainty for Pmax: ±3%			
	LRS-72HHTH-560M		LRS-72HHTH-565M		LRS-72HHTH-570M		LRS-72HHTH-575M		LRS-72HHTH-580M	
Module Type	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Testing Condition	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (Pmax/W)	560	418	565	422	570	426	575	430	580	433
Open Circuit Voltage (Voc/V)	51.61	48.46	51.76	48.60	51.91	48.74	52.06	48.88	52.21	49.02
Short Circuit Current (Isc/A)	13.94	11.26	14.01	11.31	14.07	11.36	14.14	11.42	14.20	11.47
Voltage at Maximum Power (Vmp/V)	43.46	39.66	43.61	39.79	43.76	39.93	43.91	40.07	44.06	40.20
Current at Maximum Power (Imp/A)	12.89	10.55	12.96	10.61	13.03	10.67	13.10	10.72	13.17	10.78
Module Efficiency(%)	21.7		21.9		22.1		22.3		22.5	

La tensione massima a vuoto UOCX per ogni modulo vale:

$$U_{ocx} = U_{oc} + \beta_{UOC} \cdot (T_{cellmin} - T_{STC}) = 57,3V$$

dove:

- $U_{OC} = 52,2 V$
- $T_{STC} = 25 \text{ }^\circ\text{C}$
- $T_{cellmin} = -10^\circ\text{C}$.

Nell'impianto fotovoltaico in esame sono previste n stringhe per inverter, ciascuna da 26 moduli in serie si ha:

$$U_{OCXstringa} = 26 \cdot U_{OCX} = 1.489,8 V$$

Cautelativamente si assume lo stesso valore del coefficiente di tensione MPP pari a quello relativo alla tensione a vuoto UOC, per cui si ha:

$$\beta_{UMPP} = -0,230 \text{ V}/^{\circ}\text{C}$$

la tensione minima U_{MPPmin} per ogni modulo vale:

$$U_{MPPmin} = U_{MPP} + \beta_{UMPP} \cdot (T_{cellmax} - T_{STC}) = 36,0 \text{ V}$$

dove:

- $U_{MPP} = 44,06 \text{ V}$
- $T_{STC} = 25 \text{ }^{\circ}\text{C}$
- $T_{cellmax} = 60 \text{ }^{\circ}\text{C}$.

si ha:

$$U_{MPP \text{ min stringa}} = 26 \cdot U_{MPPmin} = 936 \text{ V}$$

Analogamente si calcola la tensione massima U_{MPPmax} per ogni modulo che vale:

$$U_{MPPmax} = U_{MPP} + \beta_{UMPP} \cdot (T_{cellmax} - T_{STC}) = 48,35 \text{ V}$$

si ha:

$$U_{MPP \text{ max stringa}} = 26 \cdot U_{MPPmax} = 1.257,1 \text{ V}$$

La corrente massima di MPP per ogni modulo, ed anche per ogni stringa, vale:

$$I_{MPP \text{ max stringa}} = I_{MPP} + \beta_{IMPP} \cdot (T_{STC} - T_{cellmin}) = 14,92 \text{ A}$$

dove:

$$I_{MPP} = 13,17 \text{ A}$$

Gli inverter scelti hanno ciascuno 6 canali MPPT indipendenti, su ogni inverter sono collegate in parallelo 4 stringhe per ogni canale MPPT la corrente massima da considerare è:

$$I_{MPPmax} = 4 \cdot I_{MPP} = 59,68 \text{ A}$$

Minore del valore massimo di corrente in ingresso per ogni MPPT.

5. DIMENSIONAMENTO CAVI LATO CORRENTE CONTINUA

In questa sezione verranno dimensionati i cavi lato c.c. in funzione delle sovracorrenti e della caduta di tensione considerando che saranno interrati entro tubazione; ci si riferirà alla norma tecnica CEI- UNEL 35026.

Si definisce sovracorrente una corrente superiore alla portata del cavo, che può stabilirsi a seguito di:

- un sovraccarico (circuito elettricamente sano)
- un cortocircuito (circuito affetto da guasto)

Per quanto riguarda il cortocircuito i cavi di un impianto fotovoltaico sono interessati da una corrente anomala nel caso di:

- guasto tra i due poli del sistema c.c.
- guasto a terra nei sistemi con un punto a terra
- doppio guasto a terra nei sistemi isolati da terra.

5.1 DIMENSIONAMENTO CAVI DI STRINGA

Per quanto riguarda il sovraccarico si può considerare che nelle condizioni più severe i cavi di stringa possono essere interessati da una corrente di impiego pari a

$$I_B = 1,25 \cdot I_{SC}$$

dove I_{SC} è la corrente di corto circuito del modulo componente la stringa.

Poiché tale valore non può essere superato, cioè non è possibile sovraccaricare i cavi, in un impianto fotovoltaico non sarà necessario proteggerli dal sovraccarico purché la sua portata (valutata in tutte le sue condizioni di posa) sia almeno pari al valore massimo di corrente che li percorre.

Tale guasto viene alimentato:

- a monte dalla stessa stringa con una corrente: $IM1 = 1,25 \cdot I_{SC} = I_B$
- a valle da tutte le altre stringhe facenti capo allo stesso inverter. Essendo n stringhe riferimento al medesimo inverter, tale corrente vale:

$$IM2 = (n - 1)1,25 \cdot I_{SC}$$

Il vantaggio di utilizzare degli inverter con numerosi ingressi indipendenti consente nel caso in esame due stringhe in parallelo su ogni canale MPPT degli inverter si ha che la corrente $IM2$, coinciderà con la corrente I_B ; la corrente $IM2$ sarà pari a:

$$I_{M2} = 1,25 \cdot I_{SC} = I_B$$

Per un corretto dimensionamento del cavo di stringa si ritiene conveniente ricorrere alla protezione del singolo cavo di stringa mediante l'adozione di idoneo fusibile (Integrato nei quadri di campo).

In tale maniera la portata dei cavi di stringa deve soddisfare la seguente relazione:

$$I_Z \geq \frac{I_{M2}}{K_1 \cdot K_2 \cdot K_3 \cdot K_4} = 51 A$$

dove:

- I_Z è la portata del cavo
- $K_1=0,84$ è il fattore correttivo riferito alla temperatura del terreno 35°C (tabella II UNEL)
- $K_2= 0,4$ è il fattore correttivo riferito alla posa in fascio nel caso di 20 conduttori
- $K_3= 1,02$ è il fattore correttivo riferito alla profondità di posa posta pari a 0,5 m
- $K_4= 1$ è il fattore correttivo riferito alla resistività termica del terreno posta pari a $1,5 \text{ K}\cdot\text{m}/\text{W}$.

Pertanto, per cavi con conduttore in Alluminio tipo H1Z2Z2-K la sezione idonea per la corrente nominale calcolata risulta pari a:

$$S = 4 \text{ mm}^2$$

con una portata a 60°C in aria:

$$I_Z = 55 A \geq 52,5 A$$

6. DIMENSIONAMENTO CAVI LATO CORRENTE ALTERNATA

6.1 DIMENSIONAMENTO CAVI USCITA INVERTER

L'impianto è suddiviso in quattro sottocampi utilizzando 7 o 12 inverter Huawei SUN2000-330KTL-H1. Si considera la potenza effettiva di uscita da ogni inverter.

La corrente massima in uscita da ogni inverter risulta essere pari a: 238,45 A

Il cavo in uscita da ogni inverter sarà posato all'interno di apposita tubazione a vista all'interno del locale cabina inverter. Per ognuno dei seguenti tratti si stima una lunghezza variabile da qualche decina di metri a circa duecento metri e verranno utilizzati cavi del tipo FG16(O)R16 0,6/1kV con una caduta di tensione limitata al 1%, a seguire calcolo di verifica del corretto dimensionamento del cavo in uscita da ogni inverter:

6.2 DIMENSIONAMENTO CAVI SBARRA DI PARALLELO AL TRASFORMATORE

Si considera la potenza effettiva di uscita da tutti i 12 (valore massimo per singolo sottocampo) inverter in uscita dal quadro di parallelo. La corrente in uscita dal quadro di parallelo risulta essere:

$$I_{inv\ tot} = 12 \cdot I_{inv} = \mathbf{2861,4\ A}$$

Il cavo in uscita da ogni inverter sarà posato all'interno di apposita tubazione a vista all'interno del locale cabina inverter. Per il tratto in uscita dal quadro di parallelo fino al trasformatore si stima una lunghezza pari a 10 m con cavi in rame tipo ARG7H1R con una caduta di tensione limitata al 1%, a seguire calcolo di verifica del corretto dimensionamento del cavo in uscita dal quadro di parallelo.

6.3 DIMENSIONAMENTO CAVI LATO MT IN USCITA DAL TRASFORMATORE

La scelta della taglia del trasformatore dipende dalla potenza di picco dell'impianto fotovoltaico. Nell'impianto sono presenti 4 trasformatori 36kV/BT con le seguenti caratteristiche:

Tipologia	resina
Potenza nominale	4500 kVA (max.)
Frequenza nominale	Hz 50
Tensione nominale primaria	36000V

Tensione nominale secondaria	800 V
Campo di regolazione tensione lato 20kV %	35 +/- 2x2,5 %
Simbolo di collegamento	Dyn11

Il cavo scelto deve rispettare la condizione per cui la sua portata I_z sia almeno uguale alla corrente di impiego I_b .

Considerate le modeste correnti primarie dei trasformatori e le portate dei cavi di media tensione questa condizione è sempre soddisfatta.

Infatti, in uscita dal trasformatore lato MT la corrente di impiego risulta dalla formula:

$$I_{MT} = \frac{P_{trafo}}{V_{MT} \cdot \sqrt{3}} = \frac{4500 \text{ kVA}}{36 \text{ kV} \cdot \sqrt{3}} = 72,25 \text{ A}$$

La sezione del cavo deve essere idonea ai fini della resistenza al cortocircuito è questa la condizione che determina la scelta della sezione del cavo.

Il cavo infatti deve resistere alle sollecitazioni termiche in condizioni di corto circuito, non deve superare, cioè, la temperatura di cortocircuito ammissibile per l'isolante.

A tal fine la sezione del cavo **SMT** deve soddisfare la relazione:

$$S_{MT} \geq \frac{I_{cc} \cdot \sqrt{t}}{K} = \frac{12,5 \text{ kA} \cdot \sqrt{0,12}}{87} = 49,77 \text{ mm}^2$$

dove:

- $I_{cc} = 12,5 \text{ kA}$ è il valore efficace della corrente di cortocircuito comunicata dall'Ente gestore della linea MT;
- $t = 0,12 \text{ s}$ è il tempo di eliminazione del guasto, cioè il tempo che intercorre tra l'istante in cui si verifica il cortocircuito e l'istante in cui la corrente viene interrotta per intervento della protezione 50 (protezione dalla sovracorrente senza ritardo intenzionale avendo considerato un tempo di intervento del relè pari a 50 ms e dell'interruttore pari a 70 ms;
- $K = 87$ è il fattore correttivo per conduttori in alluminio isolati con gomma etilenpropilena e propilene reticolato.

6.4 SCELTA DEI DISPOSITIVI DI GENERATORE (DDG)

Il dispositivo di generatore assolve il ruolo di sezionamento dell'impianto fotovoltaico in caso di guasto. È previsto un dispositivo di generatore per ogni inverter.

Per tale dispositivo si sceglie di adottare un interruttore magnetotermico per la protezione dalle sovracorrenti e dal cortocircuito.

La scelta della taglia dell'interruttore dipende dai valori della corrente di impiego del circuito in cui questo è inserito e dalla portata dei cavi scelti.

La relazione che la corrente nominale I_N dell'interruttore deve soddisfare è quella relativamente al sovraccarico:

$$I_B \leq I_N \leq I_Z$$

Nel caso di dispositivi per l'interruzione automatica del circuito la precedente relazione soddisfa anche la condizione

$$I_f \leq 1,45 \cdot I_Z$$

Essendo $I_f = 1,45 \cdot I_N$.

6.5 MESSA A TERRA DEL TRASFORMATORE

La carcassa metallica del trasformatore, nonché tutte le parti metalliche (masse) della cabina di Conversione/Trasformazione saranno messe a terra mediante l'adozione dei seguenti provvedimenti:

- Realizzazione di un nodo di terra (sbarra di rame)
- Conduttore di protezione PE in PVC Giallo/Verde di sezione adeguata in funzione della corrente di guasto più elevata (fase –terra) sul secondario del trasformatore e comunque non inferiore a 50 mm².
- Sistema di dispersione realizzato mediante corda di rame nudo con sezione almeno di 25 mm² interrato ad una profondità di 0,5 m e disposto lungo il perimetro della cabina Conversione/Trasformazione e da n° 4 dispersori a picchetto, di lunghezza 2 m disposti ai 4 vertici della cabina stessa e connessi fra loro dalla suddetta corda di rame.

6.6 SCELTA DISPOSITIVO GENERALE DI PROTEZIONE LATO BT

Per tale dispositivo si sceglie di adottare un interruttore magnetotermico con dispositivo di riarmo motorizzato. Questi dispositivi sono concepiti per riarmare in automatico e/o da remoto gli interruttori MGT motorizzati. Con essi si evitano i disservizi legati al tempo necessario per il ripristino manuale degli stessi e si eliminano i costi di intervento degli operatori.

Questi dispositivi sono stati progettati per lavorare in massima sicurezza, infatti, non consentono la chiusura dell'interruttore su determinante condizioni operative, come in caso di manutenzione del quadro elettrico generale, posta da un operatore, o come eventuali anomalie dell'impianto. Possono inoltre essere gestiti da un software per il controllo attraverso un apposito sistema di monitoraggio.

La scelta della taglia dell'interruttore dipende dai valori della corrente di impiego del circuito in cui questo è inserito e dalla portata dei cavi scelti.

La relazione che la corrente nominale I_N dell'interruttore deve soddisfare è quella relativamente al sovraccarico:

$$I_B \leq I_N \leq I_Z$$

Nel caso di dispositivi per l'interruzione automatica del circuito la precedente relazione soddisfa anche la condizione:

$$I_f \leq 1,45 \cdot I_Z$$

Essendo $I_f = 1,45 \cdot I_N$

6.7 SCELTA DISPOSITIVO GENERALE (DG) LATO MT ASSOCIATO ALLA PROTEZIONE GENERALE (PG)

Il dispositivo MT (DG) ha a monte un sezionatore di linea. Sono previsti sezionatori di terra a monte e a valle di tale dispositivo per permettere di accedere in sicurezza a questo per interventi di manutenzione. Il comando del dispositivo di generatore è associato alla protezione generale (PG).

Per il comando di apertura del dispositivo generale per azione della protezione generale deve essere impiegata una bobina a mancanza di tensione, poiché, qualora per qualsiasi motivo venga a mancare la tensione di alimentazione della protezione generale, si verifica l'apertura del dispositivo generale anche in assenza di comando proveniente dalla protezione generale.

La protezione generale comprende:

- un relè di massima corrente di fase a tre soglie d'intervento, una a tempo dipendente inverso $I>$ (soglia sovraccarico 51), due a tempo indipendente $I>>$ (soglia con ritardo intenzionale 51) e $I>>>$ (soglia istantanea 50);
- un relè di massima corrente omopolare di terra 51N a due soglie d'intervento a tempo indipendente $I_{o>}$ e $I_{o>>}$, una per i guasti monofase a terra ed una per i guasti doppi monofase a terra, oppure un relè di protezione direzionale di terra a due soglie 67N.1 e 67N.24, una per la selezione dei guasti interni in caso di reti funzionanti a neutro compensato ed una in caso di neutro isolato, in aggiunta al relè di massima corrente omopolare ad una soglia per i guasti doppi monofase a terra.

La protezione 67N è richiesta quando il contributo alla corrente capacitiva di guasto monofase a terra della rete MT dell'utente supera l'80% della corrente di regolazione stabilita dal distributore per la protezione 51N. Nella pratica quando il cavo MT dell'utenza supera la lunghezza di 400 m per reti con $U_n=20$ kV.

L'unità interruttore/sezionatore è composta da:

- Sezionatore di linea: $I_r = 630$ A;
- Sezionatore di terra: $I_r = 630$ A;
- Interruttore in SF6: $I_r = 630$ A; potere di interruzione - ISC = 16 kA; tempo di interruzione 70 ms; alimentazione ausiliaria a 48 V c.c.

6.8 SCELTA DISPOSITIVO DI INTERFACCIA IN MT (DI & SPI)

Essendo l'impianto fotovoltaico un generatore che funziona in parallelo con la rete del distributore è necessario prevedere un sistema di protezioni di interfaccia per disaccoppiare le due reti in presenza di perturbazioni che possono essere generate essenzialmente dalla rete del distributore.

Le funzioni di protezione indicate nella Norma CEI 0-16 sono:

- massima tensione (59) senza ritardo intenzionale;
- minima tensione (27) con ritardo tipico di 300-500 ms;
- minima frequenza (81<) senza ritardo intenzionale;
- massima frequenza (81>) senza ritardo intenzionale;
- massima tensione omopolare (59N) lato MT. Le possibili tarature da adottare sono:
- massima tensione (59): $U_{\leq} = 120\% U_n$ ritardo 0.0 secondi;

- minima tensione (27): $U \leq 70\%$ Un ritardo 0.3-0.5 secondi;
- minima frequenza (81<): $f < 49.7$ Hz ritardo 0.0 secondi;
- massima frequenza (81>): $f > 50.3$ Hz ritardo 0.0 secondi;
- massima tensione omopolare (59N): $U_o \geq 10$ V ritardo 3.0 secondi.

Essendo poi l'impianto di potenza superiore a 400 kVA è necessario prevedere un dispositivo di ricalzo che sia attivato dalla protezione di interfaccia in caso di mancata apertura.

Tutti i dispositivi scelti saranno conformi alla norma CEI 0-16 per le connessioni alle reti di Media tensione ed alle indicazioni rilasciate dal distributore.

7. POSA DEI CAVI

I conduttori interrati saranno protetti meccanicamente mediante tubi protettivi, tegoli o ricoperti da strati di calcestruzzo a seconda delle esigenze. In alternativa saranno usati cavi auto-protetti meccanicamente adatti per posa direttamente interrata non richiedenti ulteriori protezioni meccaniche. La posa dei conduttori sarà eseguita rispettando le norme di buona tecnica.

La scelta del diametro interno dei tubi verrà fatta tenendo conto che esso dovrà essere pari ad almeno 1,4 volte il diametro del cerchio circoscritto al fascio di cavi in esso contenuti, con un minimo di 20 mm: in ogni caso i cavi posati nei tubi potranno risultare sempre sfilabili e rinfilabili: le sezioni di progetto cui si farà ricorso saranno di diametro 6, 75, 90 e 400 mm.

Il percorso cavi, per quanto possibile, sarà realizzato con andamento rettilineo orizzontale, verticale o parallelo alle strutture di supporto dell'impianto fotovoltaico.

Le giunzioni dei conduttori saranno sempre eseguite negli appositi quadri o cassette di derivazione mediante opportuni morsetti o connettori, mentre non saranno ammesse giunzioni nastrate ed il coperchio delle cassette sarà apribile solo con idoneo attrezzo: in ogni punto di giunzione è prevista la presenza di una lunghezza in eccesso su ogni singolo cavo al fine di permettere il rifacimento dei terminali in caso di necessità.

Data l'esistenza, nello stesso scavo interrato o locale, di circuiti appartenenti a sistemi elettrici diversi (cavi d'energia insieme a cavi di comunicazione o circuiti di bassa con circuiti di media tensione), questi saranno propriamente divisi tra loro laddove necessario.

I cavi solari saranno posati sulle strutture di sostegno dei moduli ed opportunamente fascettati; allorquando sarà necessaria la posa interrata per il collegamento al relativo quadro di parallelo saranno posati in tubi protettivo.

8. PROTEZIONE DALLE SCARICHE ATMOSFERICHE

L'installazione dell'impianto fotovoltaico nell'area, prevedendo mediamente strutture di altezza contenuta e omogenee tra loro, non altera il profilo verticale dell'area medesima. Ciò significa che le probabilità della fulminazione diretta non sono influenzate in modo sensibile. Considerando inoltre che il sito non sarà presidiato, la protezione della fulminazione diretta sarà realizzata soltanto mediante un'adeguata rete di terra che garantirà l'equipotenzialità delle masse.

La rete di terra della sezione di impianto in corrente continua è costituita dalle stesse strutture di sostegno in acciaio zincato le quali essendo provviste di viti che penetrano il terreno sono esse stesse dei picchetti di Terra.

Dal momento che le varie file di strutture di sostegno sono tra loro scollegate sia dal punto di vista meccanico che elettrico, per rendere unica la risposta dell'impianto ad eventuali fulminazioni dirette ed indirette, le strutture porta moduli saranno collegate tra loro con una corda di rame isolata G/V di Sez. 35mmq che renderà equipotenziali tutte le masse metalliche delle strutture.

Tutte le file delle strutture e la carpenteria dei quadri di campo e parallelo saranno poi collegate con crimpatura, all'inizio e alla fine con un cavo di rame nudo di sez. 35 mmq alla rete di terra. La terra del campo fotovoltaico sarà collegata alla terra della cabina elettrica e di tutte le apparecchiature in essa contenute.

Per quanto riguarda la fulminazione indiretta, bisogna considerare che l'abbattersi di un fulmine in prossimità dell'impianto può generare disturbi di carattere elettromagnetico e tensioni indotte sulle linee dell'impianto, tali da provocare guasti e danneggiarne i componenti. Per questo motivo gli inverter sono dotati di un proprio sistema di protezione da sovratensioni, sia sul lato in corrente continua, sia su quello in corrente alternata.

Inoltre, ai sensi delle norme tecniche CEI EN 62305, sarà studiata, in fase esecutiva, la probabilità che si verifichi una fulminazione diretta o indiretta dell'impianto e sarà valutata la necessità di installare un impianto di protezione da fulminazione.

9. MISURA DELL'ENERGIA

In un impianto fotovoltaico collegato in parallelo alla rete è necessario misurare:

- l'energia fotovoltaica prelevata/immessa in rete (M1)
- l'energia fotovoltaica prodotta (M2)

L'utenza dell'impianto oggetto di tale studio è classificabile come utente *attivo-attivo* poiché cede tutta l'energia prodotta, al netto delle perdite e dell'energia auto consumata per i servizi ausiliari (cessione totale dell'energia prodotta).

In tale situazione i trasformatori amperometrici (TA) e i trasformatori voltmetrici (TV) di misura relativi al misuratore di energia immessa M1 si collocano nella cabina utente a valle dell'interruttore generale DG, mentre il misuratore M1 sarà collocato nel locale misure (come da Schema Unifilare). Il misuratore dell'energia prodotta M2 verrà installato lato bt a valle del dispositivo di interfaccia.

9.1 COMPETENZE RELATIVE AI MISURATORI

La tipologia di impianto in cui rientra quello in oggetto prevede diverse possibilità per quanto concerne l'installazione, la manutenzione dei misuratori di energia M1 e M2 oltre che per la raccolta, registrazione e validazione delle misure periodiche dell'energia prodotta.

MISURATORE	ATTIVITÀ	COMPETENZE	DELIBERA
M1	Installazione, Manutenzione	L'utente deve provvedere in proprio, o incaricare il Distributore (contratto tra le parti)	AEEG 348/07, All. A, art. 21, comma 1, lettera b) e comma 3, lettera a)
	Raccolta, Registrazione, validazione	Distributore	AEEG 348/07, All. A, art. 21, comma 2, lettera b) e comma 3, lettera a)
M2	Installazione, Manutenzione Raccolta, Registrazione, validazione	L'utente deve provvedere in proprio, o incaricare il Distributore (corrispettivo stabilito e pubblicato preventivamente dal Distributore)	AEEG 88/07, All. A, art. 4 e art. 9, comma 1

10. COLLAUDO, VERIFICHE E MANUTENZIONE

L'impianto fotovoltaico deve essere sottoposto a collaudo e a verifiche periodiche, le quali fanno parte integrante della manutenzione. Alcune delle verifiche sono specifiche degli impianti fotovoltaici altre sono comuni a tutti gli impianti elettrici.

Il collaudo e le verifiche comportano una serie di operazioni atte a controllare il corretto

funzionamento dell'impianto.

L'azione più importante in queste fasi è l'esame a vista. Nell'ambito dell'esame a vista ci si accerta che gli ombreggiamenti siano quelli previsti dal progetto, che i componenti dell'impianto siano idonei all'uso previsto, integri ed installati correttamente e che non siano stati manomessi o presentino difetti o anomalie visibili.

I punti principali dell'esame a vista sono di seguito elencati:

CONTROLLI	COLLAUDO	VERIFICA PERIODICA
MODULI		
Fissaggio dei moduli e delle eventuali strutture di sostegno	o	o
Presenza di crepe, penetrazione di umidità ecc.	o	o
Corrosione delle cornici	X	o
Integrità del PE e stato dei morsetti di terra	o	o
Cassette di terminazione: rotture, presenza di acqua, ingresso cavi, corrosione dei morsetti	X	o
Idoneità targhe e marcature	o	o
CAVI		
Tipo di cavo e posa	o	X
Segni di cortocircuito e danneggiamenti meccanici	X	o
Identificazione dei circuiti	o	o
QUADRI SCATOLE DI DERIVAZIONE		
Installazione come da progetto	o	X
Morsetti: idoneità e serraggio	o	o
Presenza di acqua, corrosione	X	o
Continuità dei fusibili	X	o
Integrità del PE e stato dei morsetti di terra	o	o
Idoneità targhe e marcature	o	o
INVERTER		
Corretta installazione		X

Segnalazioni di corretto funzionamento, allarme o avaria	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>
Collegamenti alle stringhe o ai cavi intermedi	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>
Ventilazione	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>
Idoneità targhe e marcature	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>

In contemporanea alle verifiche periodiche deve essere effettuata la manutenzione. Questa deve essere svolta da personale qualificato nonché da imprese abilitate ai sensi del D.M. 37/08. La manutenzione si programma insieme alle verifiche e la si effettua almeno una volta l'anno. In generale la manutenzione consiste nel porre rimedio agli inconvenienti emergenti dall'esame a vista, nell'eseguire le operazioni richieste dal costruttore dell'inverter ed eseguire la pulizia con acqua delle superfici dei moduli.

È opportuno predisporre un registro su cui riportare i risultati delle verifiche, gli interventi di manutenzione, i guasti e le anomalie che hanno interessato l'impianto.

10.1 MISURE E PROVE

Gli apparecchi per le misure sul lato c.c. devono essere adatti per la corrente continua, altrimenti potrebbero danneggiarsi e mettere in pericolo l'operatore. Gli strumenti in c.a. devono essere sensibili al vero valore efficace (TRMS) della grandezza misurata.

Le misure vanno eseguite in condizioni meteorologiche stabili, ad evitare repentini cambiamenti dell'irraggiamento solare. Vanno inoltre evitate le ore più calde della giornata, poiché le elevate temperature riducono il rendimento dell'impianto, e le giornate particolarmente umide, in quanto il vapore acqueo in sospensione nell'aria aumenta l'irraggiamento diffuso, a discapito di quello diretto.

In seguito, sono poi elencate le prove che vanno eseguite prima di mettere in servizio l'impianto:

- Verifica delle tensioni e correnti di stringa
- Misura dell'isolamento dei circuiti
- Verifica dei collegamenti equipotenziali.

10.2 MISURE DI TENSIONE E CORRENTE

Si misura la tensione a vuoto delle singole stringhe con un voltmetro per correnti continue con la temperatura per quanto possibile costante correggendo il valore misurato attraverso il

coefficiente di temperatura fornito dal costruttore dei moduli riportandolo alle condizioni di prova standard (STC).

Le tensioni a vuoto delle stringhe dovrebbero risultare uguali fra loro e pari alla somma delle tensioni a vuoto dei moduli che compongono la stringa stessa; le inevitabili differenze di tensione tra le stringhe non dovrebbero superare il 5%.

Per le misure di corrente bisogna tenere conto del fatto che queste sono fortemente influenzate dall'irraggiamento e molto meno dalla temperatura; questo suggerisce che le misure di corrente vanno eseguite a condizioni di irraggiamento per quanto possibile costante. Gli strumenti adoperati per tali misure possono essere le pinze amperometri che permettono di misurare le correnti senza interrompere il circuito ed accedere a parti attive. Sarà necessario che le correnti di c.to c.to prodotte siano la corrente quelle previste.

Le suddette misure vanno eseguite per ogni inverter (sottocampo) seguendo le seguenti procedure:

- Aprendo i dispositivi di sezionamento generale a valle e a monte dell'inverter (lato c.c. lato c.a.)
- Chiudere in c.to c.to i morsetti fuori tensione del dispositivo di sezionamento a monte dell'inverter (lato c.c.) con un conduttore di sezione pari a quella del cavo che alimenta l'inverter
- Chiudere il suddetto dispositivo di sezionamento a monte dell'inverter (azionabile sotto carico) e misurare con la pinza amperometrica la corrente totale di c.to c.to del sottocampo e le correnti di c.to c.to su ogni stringa
- Confrontare i valori di corrente, misurati nelle condizioni di irraggiamento effettivo, con le correnti di c.to c.to in condizioni di prova standard, mediante le curve caratteristiche fornite dal costruttore dei moduli

Bisogna mettere in conto una riduzione del 5% dovuto al mismatch sicché la corrente di c.to c.to del generatore fotovoltaico costituito da n stringhe vale:

$$(I_{SC})_{gen} = 0,95 \cdot n \cdot (I_{SC})_{mod}$$

Riduzioni significative della corrente di corto circuito ISC del generatore fotovoltaico sono in genere dovute a ombreggiamenti, correnti di guasto a terra oppure a tensioni di stringa diverse tra loro (che dovrebbero essere già emerse dalle misure di tensione).

10.3 MISURE DI POTENZA (PRESTAZIONI)

La potenza in corrente continua (PCC) può essere misurata direttamente con un wattmetro, oppure come prodotto delle misure (contemporanee) di tensione e di corrente.

La misura della potenza erogata dal generatore fotovoltaico (sottocampo collegato ad un inverter) permette di stabilire se è quella attesa, tenuto conto delle condizioni ambientali di funzionamento, e di quanto le perdite si discostino da quelle ipotizzate nel progetto.

Si misura la potenza all'uscita di ogni inverter con un wattmetro con precisione almeno del 2%.

Il rispetto della condizione $P_{CA} > 0,9P_{CC}$, dove P_{CA} è la potenza attiva (kW) misurata all'uscita dell'inverter, attesta che l'inverter stesso garantisce il rendimento minimo richiesto.

10.4 PROVA DELL'INVERTER

Per verificare il corretto funzionamento dell'inverter occorre effettuare almeno una prova di avviamento dell'impianto ed una prova di mancanza della rete elettrica.

PROVA DI AVVIAMENTO

1. Interruttore c.a. aperto e sezionatori lato c.c. chiusi. L'inverter deve segnalare presenza di tensione c.c. e mediante display deve segnalare ricerca rete elettrica
2. Interruttore lato c.a. chiuso. L'inverter deve verificare che i valori di tensione e frequenza rientrino nei limiti prestabiliti.
3. L'inverter deve procedere alla ricerca del punto di massima potenza (MPPT) ed erogare la potenza massima ottenibile dal generatore, nelle condizioni ambientali in cui si effettua la misura.

PROVA DI MANCANZA RETE

La mancanza di rete viene simulata aprendo l'interruttore lato c.a. In questa situazione l'inverter deve porsi in Stand-By; deve accendersi la segnalazione prevista per la mancanza di rete.