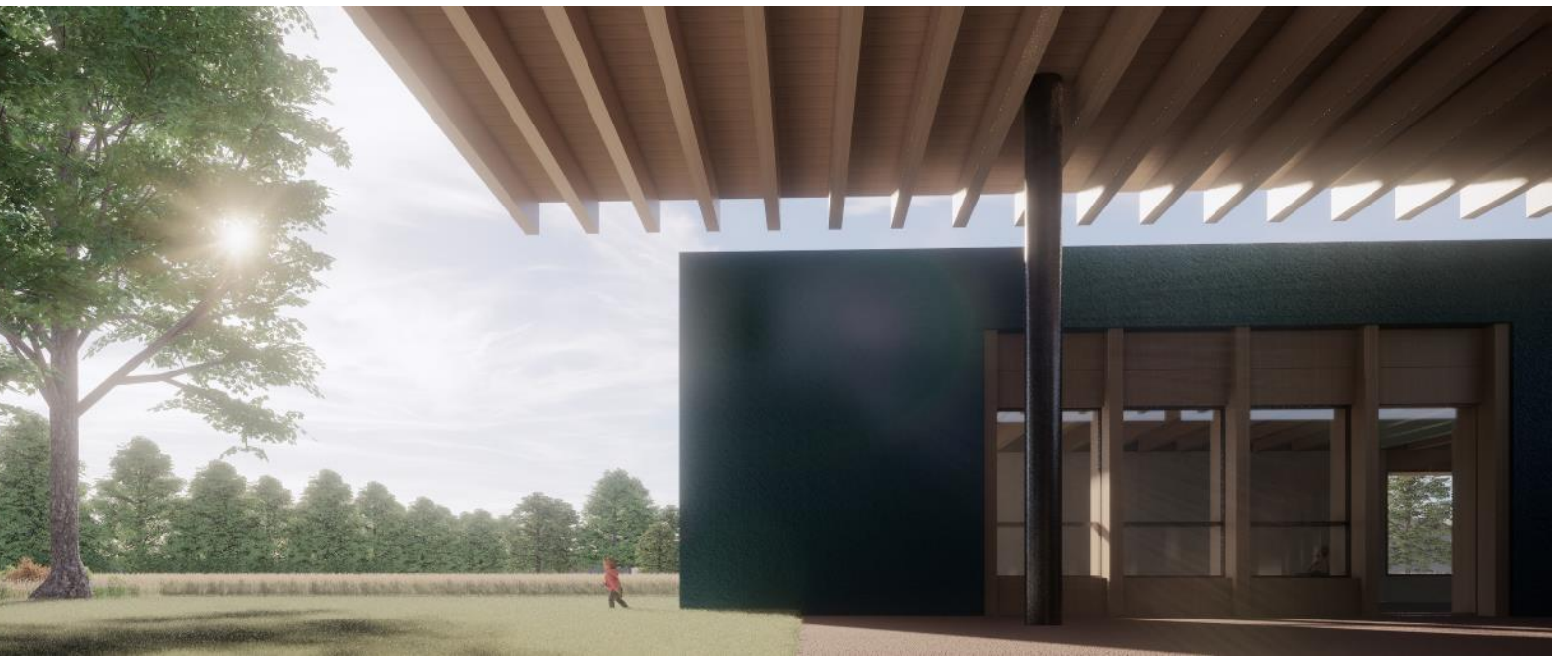
Finanziato dall'Unione europea
NextGenerationEU

COMUNE DI RHO (MI)
AREA 3 - LAVORI PUBBLICI - SERVIZIO EDILIZIA PUBBLICA E SICUREZZA SUL LAVORO

RESPONSABILE UNICO DEL PROCEDIMENTO
ING, IR. DANIELE FORCILLO

NUOVO ASILO NIDO IN VIA S. MARTINO

CUP C41B21002670005 - PROGETTO ESECUTIVO



E702

LUG 2022 REV 00

RELAZIONE DI CALCOLO

SCALA -

SBG

COORDINAMENTO GENERALE E PROGETTO ARCHITETTONICO
SBG ARCHITETTI
Viale Gorizia, 30 - 20144 Milano

PROGETTO DELLE STRUTTURE
STUDIO ANGILELLA
Via Trieste, 9 - 20146 Milano

advanced engineering

PROGETTO DEGLI IMPIANTI
ADVANCED ENGINEERING SRL
Via Monte Bianco 34 – 20149 Milano

INDICE

1. Premessa ... 3

2. Impianto di terra ... 4

2.1. Messa a terra del neutro ... 4
2.2. Messa a terra dei trasformatori ... 4
2.3. Conduttori di protezione PE ... 5
2.4. Conduttori di terra ... 5
2.5. Dispersori ... 5

3. Dimensionamento reti elettriche ... 7

4. Impianto fotovoltaico ... 12

4.1.1. Dimensionamento impianto in corrente alternata ... 14
4.1.2. Dati amministrativi dell'impianto ... 14
4.2. Classificazione degli ambienti ... 14
4.3. Configurazione dell'impianto fotovoltaico ... 14
4.4. Convertitore statico corrente continua - corrente alternata (inverter) ... 15
4.5. Cablaggi e cavi elettrici in corrente continua ... 16
4.6. Cablaggi e cavi elettrici in corrente alternata ... 17
4.7. Quadri elettrici in corrente continua ... 18
4.7.1. Quadri elettrici in corrente alternata ... 18
4.7.2. DG – Dispositivo generale ... 18
4.7.3. DDI – Dispositivo di interfaccia ... 18
4.7.4. DDG – Dispositivo di generatore ... 19
4.8. Protezione di interfaccia ... 19
4.9. Misura dell'energia prodotta e scambiata ... 19
4.10. Impianto di terra ... 19
4.10.1. Collegamento a terra della struttura portante dei moduli fotovoltaici ... 19
4.11. Sistemi di fissaggio dei moduli fotovoltaici ... 20
4.12. Calcoli e verifiche di progetto ... 20
4.12.1. Coordinamento generatore fotovoltaico ... 20
4.12.2. Protezione delle condutture contro le sovracorrenti ... 20
4.12.3. Circuiti in corrente continua ... 20
4.12.4. Circuiti in corrente alternata ... 21
4.13. Protezione contro i contatti indiretti ... 21
4.13.1. Circuiti in corrente alternata ... 21
4.13.2. Circuiti in corrente continua ... 21
4.14. Protezioni dalle sovratensioni ... 21
4.14.1. Fulminazione diretta ... 22
4.14.2. Fulminazione indiretta ... 22
4.14.3. Protezione lato in corrente continua ... 23
4.14.4. Protezione lato in corrente alternata ... 23
4.15. Installazione ... 24
4.15.1. Montaggi elettromeccanici ... 24

4.15.2. Montaggi elettrici..... 24

1. Premessa

Nel presente documento si riportano i criteri e i risultati dei calcoli di dimensionamento degli impianti elettrici a servizio dell'edificio destinato ad ospitare il nuovo asilo nido comunale sito a Rho in via San Martino.

Le singole parti che costituiscono gli impianti elettrici e speciali di seguito descritte sono:

- l'impianto di messa a terra;
- l'impianto di forza motrice normale;
- l'impianto d'illuminazione
    - ordinaria;
    - di sicurezza ed emergenza;
- l'impianto fotovoltaico

2. Impianto di terra

Il progetto prevede un impianto di terra costituito di una corda nuda in rame avente sezione di 50 mm^2, direttamente interrata, che corre lungo il perimetro dell'edificio.

Nella centrale termica viene installato un collettore di terra cui collegare almeno:

- L'impianto di terra;
- Il collettore di terra del quadro generale BT;
- Le altre masse della cabina di trasformazione (telaio, pavimento, ecc.).

2.1. Messa a terra del neutro

La corrente di guasto massima si verifica per un cortocircuito fase-terra al secondario del trasformatore Ik1=Ik=9,5 kA.

Tale corrente corrisponde al primario a I'k1=253 A e provoca l'intervento del relè 51 (prima soglia) con tempo di eliminazione del guasto t=0,430 s.

La sezione (S) del conduttore di terra isolato in PVC deve quindi essere almeno:

$$S \geq I_k \frac{\sqrt{t}}{K} \rightarrow S \geq 9500 \frac{\sqrt{0,430}}{228} \text{ mm}^2$$

$$S \geq 27,32 \text{ mm}^2$$

Si è considerato un K=228 per il rame nudo in quanto non è necessario proteggere l'isolamento in PVC.
Si può quindi ricorrere a un cavo isolato in PVC della sezione di 35 mm2; verrà invece utilizzato un cavo di sezione non inferiore a 50 mm2, largamente superiore a quanto necessario.
Anche la sezione minima del collettore di terra in rame deve essere di almeno 35 mm2, si ricorre pertanto a una sbarra in rame di dimensione 30x5 mm.

2.2. Messa a terra dei trasformatori

La corrente di guasto più elevata, che può interessare il conduttore di messa a terra della massa del trasformatore, si verifica per un guasto fase-terra sul secondario del trasformatore, come per la messa a terra del neutro.
Si utilizza un cavo con isolamento in PVC, giallo verde, sezione 50 mm2.

2.3. Conduttori di protezione PE

Il conduttore di protezione del quadro generale in BT deve avere sezione dettata da:

$$S \geq I_k \frac{\sqrt{t}}{K} \rightarrow S \geq 9500 \frac{\sqrt{0,1}}{228}$$

$$S \geq 13,18$$

Avendo considerato a favore della sicurezza la stessa corrente di cortocircuito ai morsetti del trasformatore e un tempo di interruzione del guasto pari a 100 ms.
I conduttori di protezione delle altre masse di bassa tensione, posati insieme ai conduttori di fase, avranno sezione che segue le regole generali dettate dalla norma.

2.4. Conduttori di terra

I conduttori di terra hanno una sezione di 50 mm2 che è adatta anche per il conduttore interrato che collega il conduttore di terra di cabina al dispersore.

2.5. Dispersori

L'edificio sorge su un terreno la cui resistività viene ipotizzata in questa fase di progettazione, pari a circa ρ=100 Ωm.
Il dispersore intenzionale è costituito di una corda di rame nuda da 50 mm2 interrato attorno all'edificio, a profondità compresa tra 0,5 e 0,8 m.
Inoltre sono effettuati i collegamenti con la rete elettrosaldata della platea di cabina, il tutto al collettore di terra e da questi attraverso i conduttori di terra in rame isolato in PVC ai plinti di fondazione dell'edificio.
I conduttori di protezione in partenza dai quadri saranno collegati al medesimo collettore di terra generale citato.
Il dispersore di cabina è collegato al dispersore dell'edificio, costituito di una corda nuda perimetrale (si trascurano eventuali plinti, picchetti, ecc. a favore della sicurezza).

Si considera, come dispersore, una maglia di dimensioni a e b, installata perimetralmente all'edificio che unisce alcuni plinti della struttura:

- Lunghezza del perimetro dell'edificio: circa 270 m.

La resistenza di terra risulta quindi paria a:

$$R_E = \frac{\rho}{(a+b)} = \frac{100}{72,5} = \mathbf{1,38}\ \Omega$$

Se a favore della sicurezza si pone I_E=I_F, la tensione totale di terra U_E per I_F=**40** A risulta:

$$U_E = R_E \times I_F = \mathbf{1,38}\ \Omega \times \mathbf{40}\ A = \mathbf{55,2}\ V$$

Con il tempo di intervento della protezione t>>10 s la tensione di terra risulta inferiore alla tensione di contatto massima ammissibile (U_{tp}) di **75** V.

Realizzato il dispersore di terra così come progettato, si dovrà procedere alla misura della sua resistenza di terra, per riscontrare la rispondenza con i valori calcolati.

3. Dimensionamento reti elettriche

Quadro n° 1 - Sottocontatore

Sim. n°	Descrizione linea	Fasi della linea	Potenza effettiva	Potenza totale	Corrente di impiego Ib [A]	Corrente nominale In [A]	Potere d'interruzione [kA]	Idiff [A] / Tdiff [s]
1		L1 L2 L3 N	108,565 kW	146,710 kW	181,78			
2	QECT	L1 L2 L3 N	34,408 kW	43,010 kW	59,25	63,00	15,00	0,50 / 0,0
3	QES	L1 L2 L3 N	56,966 kW	81,380 kW	92,82	100,00	16,00	0,30 / 0,0
4	QGBT	L1 L2 L3 N	17,856 kW	22,320 kW	30,14	63,00	15,00	0,50 / 0,0

Quadro n° 2 - QECT

Sim. n°	Descrizione linea	Fasi della linea	Potenza effettiva	Potenza totale	Corrente di impiego Ib [A]	Corrente nominale In [A]	Potere d'interruzione [kA]	Idiff [A] / Tdiff [s]
1		L1 L2 L3 N	34,408 kW	43,010 kW	59,25	63,00	25,00	
2	UE 8T VRV	L1 L2 L3 N	5,310 kW	5,310 kW	8,53	20,00	15,00	0,30 / 0,0
3	UE 12T VRV	L1 L2 L3 N	13,500 kW	13,500 kW	21,68	32,00	15,00	0,30 / 0,0
4	UE 18 VRV	L1 L2 L3 N	12,000 kW	12,000 kW	19,27	40,00	15,00	0,30 / 0,0
5	UTA	L1 L2 L3 N	9,000 kW	9,000 kW	14,45	16,00	15,00	0,30 / 0,0
6	PdC ACS	L1 N	2,000 kW	2,000 kW	9,66	16,00	6,00	0,03 / 0,0
7	Q FV	L1 L2 L3 N	0,000 kW	0,000 kW	0,00	50,00	15,00	0,30 / 0,0
8	FM	L2 N	0,500 kW	0,500 kW	2,42	16,00	6,00	0,03 / 0,0
9	Luci	L3 N	0,100 kW	0,100 kW	0,48	10,00	6,00	0,03 / 0,0
10	AUX	L1 N	0,100 kW	0,100 kW	0,48	10,00	6,00	0,03 / 0,0
11	FM esterne 01	L2 N	0,500 kW	0,500 kW	2,42	16,00	6,00	0,03 / 0,0
12	Riserva	L3 N	0,000 kW	0,000 kW	0,00	16,00	6,00	0,03 / 0,0
13	Riserva	L1 L2 L3 N	0,000 kW	0,000 kW	0,00	16,00	15,00	0,30 / 0,0

Quadro n° 3 - QEGBT

Sim. n°	Descrizione linea	Fasi della linea	Potenza effettiva	Potenza totale	Corrente di impiego Ib [A]	Corrente nominale In [A]	Potere d'interruzione [kA]	Idiff [A] / Tdiff [s]
1		L1 L2 L3 N	17,856 kW	22,320 kW	30,14	40,00	12,50	
2	FM Ufficio 1	L1 N	1,500 kW	1,500 kW	7,25	16,00	6,00	0,03 / 0,0

3	FM Ufficio 2	L2 N	0,800 kW	0,800 kW	3,86	16,00	6,00	0,03 / 0,0
4	FM Parti comuni 01	L3 N	0,500 kW	0,500 kW	2,42	16,00	6,00	0,03 / 0,0
5	FM Parti comuni 02	L1 N	0,500 kW	0,500 kW	2,42	16,00	6,00	0,03 / 0,0
6	FM Parti comuni 03	L2 N	0,500 kW	0,500 kW	2,42	16,00	6,00	0,03 / 0,0
7	FM Parti comuni 04	L3 N	0,500 kW	0,500 kW	2,42	16,00	6,00	0,03 / 0,0
8	UI	L1 N	0,600 kW	0,600 kW	2,90	16,00	6,00	0,03 / 0,0
9	FM Esterne 01	L2 N	1,000 kW	1,000 kW	4,83	16,00	6,00	0,03 / 0,0
10	FM Esterne 02	L3 N	1,000 kW	1,000 kW	4,83	16,00	6,00	0,03 / 0,0
11	LUCI UFFICIO	L1 N	0,250 kW	0,250 kW	1,21	10,00	6,00	0,03 / 0,0
12	LUCI COWORKING	L2 N	0,250 kW	0,250 kW	1,21	10,00	6,00	0,03 / 0,0
13	LUCI ACCOGLIENZA + BAGNI	L3 N	0,350 kW	0,350 kW	1,69	10,00	6,00	0,03 / 0,0
14	LUCI CORRIDOIO	L1 N	0,500 kW	0,500 kW	2,42	10,00	6,00	0,03 / 0,0
15	LUCI ESTERNE 01	L2 N	0,300 kW	0,300 kW	1,45	10,00	6,00	0,03 / 0,0
16	LUCI ESTERNE 02	L3 N	0,300 kW	0,300 kW	1,45	10,00	6,00	0,03 / 0,0
17	LUCI ESTERNE 03	L1 N	0,300 kW	0,300 kW	1,45	10,00	6,00	0,03 / 0,0
18	PDD NUOS EVO A+ 80 L (WC ACCOGLIENZA)	L2 N	0,800 kW	0,800 kW	3,86	16,00	6,00	0,03 / 0,0
19	ARMADIO RACK	L3 N	0,400 kW	0,400 kW	1,93	10,00	6,00	0,03 / 0,0
20	QUADRO ATELIER 1	L1 L2 L3 N	3,990 kW	3,990 kW	7,00	25,00	10,00	
21	QUADRO ATELIER 2	L1 L2 L3 N	3,990 kW	3,990 kW	7,00	20,00	10,00	
22	QUADRO ATELIER 3	L1 L2 L3 N	3,990 kW	3,990 kW	7,73	20,00	10,00	22

Quadro n° 4 - QES

Sim. n°	Descrizione linea	Fasi della linea	Potenza effettiva	Potenza totale	Corrente di impiego Ib [A]	Corrente nominale In [A]	Potere d'interruzione [kA]	Idiff [A] / Tdiff [s]
1		L1 L2 L3 N	56,966 kW	81,380 kW	92,82	100,00	16,00	
2	Frigoriferi	L1 N	1,000 kW	1,000 kW	4,83	16,00	6,00	0,30 / 0,0
3	FM 01	L2 N	0,800 kW	0,800 kW	3,86	16,00	6,00	0,03 / 0,0
4	Interbloccate	L1 L2 L3 N	1,500 kW	1,500 kW	2,41	16,00	15,00	0,30 / 0,0
5	FM 02	L3 N	1,200 kW	1,200 kW	5,80	16,00	6,00	0,03 / 0,0
6	FM 03	L1 N	0,800 kW	0,800 kW	3,86	16,00	6,00	0,03 / 0,0
7	ABBATTITORE	L2 N	1,580 kW	1,580 kW	7,63	16,00	6,00	0,30 / 0,0

8	FORNO 10 T PRO	L1 L2 L3 N	20,300 kW	20,300 kW	32,59	40,00	15,00	0,30 / 0,0
9	CUOCIPASTA	L1 L2 L3 N	20,000 kW	20,000 kW	32,11	40,00	15,00	0,30 / 0,0
10	Piano induzione 4 fuochi	L1 L2 L3 N	8,800 kW	8,800 kW	14,13	20,00	15,00	0,30 / 0,0
11	Piano induzione 2 fuochi	L1 L2 L3 N	4,400 kW	4,400 kW	7,06	20,00	25,00	0,30 / 0,0
12	CAPPA Cucina	L3 N	0,800 kW	0,800 kW	3,86	10,00	6,00	0,03 / 0,0
13	CAPPA Forno	L1 N	0,650 kW	0,650 kW	3,14	10,00	6,00	0,03 / 0,0
14	FM 04	L2 N	0,800 kW	0,800 kW	3,86	16,00	6,00	0,03 / 0,0
15	CAPPA Lavaggio	L3 N	0,650 kW	0,650 kW	3,14	10,00	6,00	0,03 / 0,0
16	LAVASTOVIGLIE CAPOT	L1 L2 L3 N	12,900 kW	12,900 kW	20,71	25,00	20,00	0,30 / 0,0
17	FM 05	L1 N	1,500 kW	1,500 kW	7,25	16,00	6,00	0,03 / 0,0
18	FM 06	L2 N	1,000 kW	1,000 kW	4,83	16,00	6,00	0,03 / 0,0
19	FM 07	L3 N	0,800 kW	0,800 kW	3,86	16,00	6,00	0,03 / 0,0
20	Estrattori	L1 N	0,400 kW	0,400 kW	1,93	16,00	6,00	0,03 / 0,0
21	Unità interne VRV	L2 N	0,500 kW	0,500 kW	2,42	16,00	6,00	0,03 / 0,0
22	LUCI 01	L3 N	0,200 kW	0,200 kW	0,97	10,00	6,00	0,03 / 0,0
23	LUCI 02	L1 N	0,200 kW	0,200 kW	0,97	10,00	6,00	0,03 / 0,0
24	LUCI 03	L2 N	0,200 kW	0,200 kW	0,97	10,00	6,00	0,03 / 0,0
25	LUCI 04	L3 N	0,200 kW	0,200 kW	0,97	10,00	6,00	0,03 / 0,0
26	LUCI 05	L1 N	0,200 kW	0,200 kW	0,97	10,00	6,00	0,03 / 0,0
27	Riserva	L2 N	0,000 kW	0,000 kW	0,00	16,00	6,00	0,03 / 0,0
28	Riserva	L1 L2 L3 N	0,000 kW	0,000 kW	0,00	25,00	15,00	0,03 / 0,0

Quadro n° 5 - QEAT01

Sim. n°	Descrizione linea	Fasi della linea	Potenza effettiva	Potenza totale	Corrente di impiego Ib [A]	Corrente nominale In [A]	Potere d'interruzione [kA]	Idiff [A] / Tdiff [s]
1		L1 L2 L3 N	3,990 kW	3,990 kW	7,00	10,00	4,50	
2	FM SX	L1 N	0,800 kW	0,800 kW	3,86	16,00	6,00	0,03 / 0,0
3	FM DX	L2 N	0,800 kW	0,800 kW	3,86	16,00	6,00	0,03 / 0,0
4	PDC NUOS EVO A+ 110L	L3 N	1,100 kW	1,100 kW	5,31	16,00	6,00	0,03 / 0,0
5	UI A PAVIMENTO (A)	L1 N	0,150 kW	0,150 kW	0,72	16,00	6,00	0,03 / 0,0
6	Recuperatore	L2 N	0,340 kW	0,340 kW	1,64	16,00	6,00	0,03 / 0,0
7	LUCI ATELIER	L3 N	0,300 kW	0,300 kW	1,45	10,00	6,00	0,03 / 0,0

8	LUCI AREA NANNA + Bagni	L1 N	0,500 kW	0,500 kW	2,42	10,00	6,00	0,03 / 0,0
9	Tende motorizzate	L2 N	0,000 kW	0,000 kW	0,00	16,00	6,00	0,03 / 0,0
10	Velux	L3 N	0,000 kW	0,000 kW	0,00	16,00	6,00	0,03 / 0,0
11	Riserva	L1 N	0,000 kW	0,000 kW	0,00	16,00	6,00	0,03 / 0,0

Quadro n° 6 - QEAT02

Sim. n°	Descrizione linea	Fasi della linea	Potenza effettiva	Potenza totale	Corrente di impiego Ib [A]	Corrente nominale In [A]	Potere d'interruzione [kA]	Idiff [A] / Tdiff [s]
1		L1 L2 L3 N	3,990 kW	3,990 kW	7,00	10,00	4,50	
2	FM SX	L1 N	0,800 kW	0,800 kW	3,86	16,00	6,00	0,03 / 0,0
3	FM DX	L2 N	0,800 kW	0,800 kW	3,86	16,00	6,00	0,03 / 0,0
4	PDC NUOS EVO A+ 110L	L3 N	1,100 kW	1,100 kW	5,31	16,00	6,00	0,03 / 0,0
5	UI A PAVIMENTO (A)	L1 N	0,150 kW	0,150 kW	0,72	16,00	6,00	0,03 / 0,0
6	Recuperatore	L2 N	0,340 kW	0,340 kW	1,64	16,00	6,00	0,03 / 0,0
7	LUCI ATELIER	L3 N	0,300 kW	0,300 kW	1,45	10,00	6,00	0,03 / 0,0
8	LUCI AREA NANNA + Bagni	L1 N	0,500 kW	0,500 kW	2,42	10,00	6,00	0,03 / 0,0
9	Tende motorizzate	L2 N	0,000 kW	0,000 kW	0,00	16,00	6,00	0,03 / 0,0
10	Velux	L3 N	0,000 kW	0,000 kW	0,00	16,00	6,00	0,03 / 0,0
11	Riserva	L1 N	0,000 kW	0,000 kW	0,00	16,00	6,00	0,03 / 0,0

Quadro n° 7 - QEAT03

Sim. n°	Descrizione linea	Fasi della linea	Potenza effettiva	Potenza totale	Corrente di impiego Ib [A]	Corrente nominale In [A]	Potere d'interruzione [kA]	Idiff [A] / Tdiff [s]
1		L1 L2 L3 N	3,990 kW	3,990 kW	7,73	10,00	4,50	
2	FM SX	L1 N	0,800 kW	0,800 kW	3,86	16,00	6,00	0,03 / 0,0
3	FM DX	L2 N	0,800 kW	0,800 kW	3,86	16,00	6,00	0,03 / 0,0
4	PDC NUOS EVO A+ 110L	L3 N	1,100 kW	1,100 kW	5,31	16,00	6,00	0,03 / 0,0
5	UI A PAVIMENTO (A)	L1 N	0,150 kW	0,150 kW	0,72	16,00	6,00	0,03 / 0,0
6	Recuperatore	L2 N	0,340 kW	0,340 kW	1,64	16,00	6,00	0,03 / 0,0
7	LUCI AREA NANNA + Bagni	L3 N	0,500 kW	0,500 kW	2,42	10,00	6,00	0,03 / 0,0
8	LUCI ATELIER	L1 N	0,300 kW	0,300 kW	1,45	10,00	6,00	0,03 / 0,0
9	Tende motorizzate	L2 N	0,000 kW	0,000 kW	0,00	16,00	6,00	0,03 / 0,0
10	Velux	L3 N	0,000 kW	0,000 kW	0,00	16,00	6,00	0,03 / 0,0

11	Riserva	L1 N	0,000 kW	0,000 kW	0,00	16,00	6,00	0,03 / 0,0

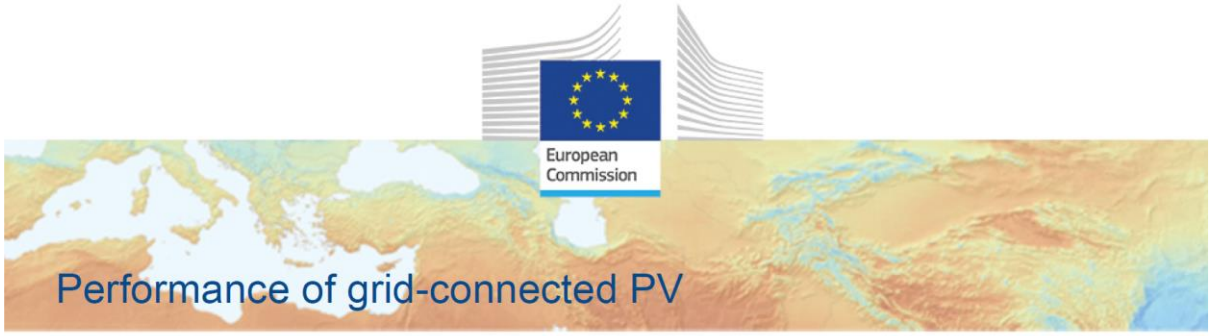
4. Impianto fotovoltaico

L'impianto fotovoltaico in oggetto viene installato sulla copertura di un edifico industriale costituito di due stabili connessi tra loro aventi caratteristiche tra loro differenti, soprattutto per quanto riguarda la tipologia di copertura.

Ipotesi di progetto

Proprietà dell'impianto		**Comune di Rho**
CF/PIVA		
Indirizzo dell'impianto	Comune Provincia	**Via San Martino** **Rho** **Milano(MI)**
Coordinate geografiche	N E	**45° 51' 76.8''** **09° 04' 47.6''**
Altitudine sul livello del mare	m	**79 circa**
Potenza nominale	kW_p	**29.25**
Tipo di impianto		**Impianto fotovoltaico su tetto piano con moduli paralleli al piano di copertura (°0)**
Connessione		**Rete trifase media tensione (15.000 V)**
Numero campi fotovoltaici		**1**
Numero delle sezioni		**1**
Orientamento dei moduli	Campo 1 azimut tilt	**Su tetto piano** **0° (orizzontale)** **0° circa**
Superficie moduli	m^2	**138 circa**
Numero di moduli		**75**
Numero di inverter		**1**
Produzione prevista	kWh/anno	**32744**

Si riporta verifica la verifica della produzione energetica annuale edificio fatta tramite il sito ufficiale EU SCIENCE HUB.



PVGIS-5 estimates of solar electricity generation:

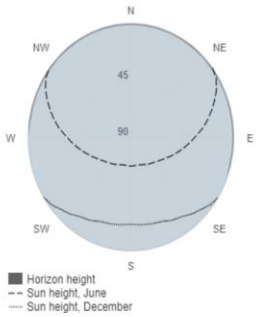
Provided inputs:

Latitude/Longitude:	45.522,9.044
Horizon:	Calculated
Database used:	PVGIS-SARAH2
PV technology:	Crystalline silicon
PV installed:	29.25 kWp
System loss:	14 %

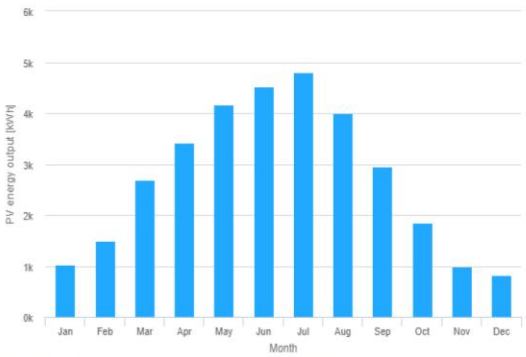
Simulation outputs

Slope angle:	0 °
Azimuth angle:	0 °
Yearly PV energy production:	32744.76 kWh
Yearly in-plane irradiation:	1460.67 kWh/m²
Year-to-year variability:	1137.47 kWh
Changes in output due to:	
Angle of incidence:	-3.95 %
Spectral effects:	0.95 %
Temperature and low irradiance:	-8.09 %
Total loss:	-23.36 %

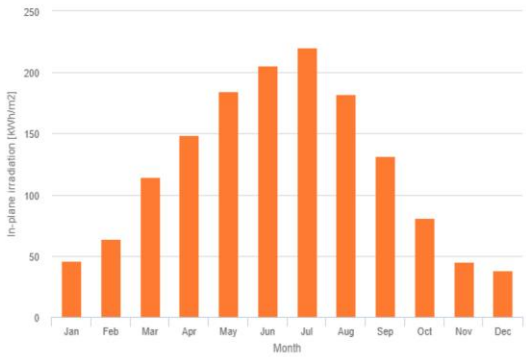
Outline of horizon at chosen location:



Monthly energy output from fix-angle PV system:



Monthly in-plane irradiation for fixed-angle:



Monthly PV energy and solar irradiation

Month	E_m	H(i)_m	SD_m
January	1037.2	45.7	194.5
February	1486.9	63.7	242.8
March	2690.8	114.4	325.4
April	3426.3	148.8	424.0
May	4163.7	184.7	357.9
June	4522.5	205.3	308.4
July	4797.5	220.4	222.9
August	3991.3	182.2	228.1
September	2949.0	131.5	160.4
October	1850.0	80.9	268.5
November	999.7	45.0	190.2
December	829.8	38.0	116.2

E_m: Average monthly electricity production from the defined system [kWh].

H(i)_m: Average monthly sum of global irradiation per square meter received by the modules of the given system [kWh/m²].

SD_m: Standard deviation of the monthly electricity production due to year-to-year variation [kWh].

The European Commission maintains this website to enhance public access to information about its initiatives and European Union policies in general. Our goal is to keep this information timely and accurate. If errors are brought to our attention, we will try to correct them. However, the Commission accepts no responsibility or liability whatsoever with regard to the information on this site.

It is our goal to minimise disruption caused by technical errors. However, some data or information on this site may have been created or structured in files or formats that are not error-free and we cannot guarantee that our service will not be interrupted or otherwise affected by such problems. The Commission accepts no responsibility with regard to such problems incurred as a result of using this site or any linked external sites.

For more information, please visit https://ec.europa.eu/info/legal-notice_en

Joint Research Centre

PVGIS ©European Union, 2001-2022.
Reproduction is authorised, provided the source is acknowledged, save where otherwise stated.

Report generated on 2022/06/05

4.1.1. Dimensionamento impianto in corrente alternata

Per il dimensionamento della sezione in corrente alternata dell'impianto in parola, si fa riferimento alla sola porzione in bassa tensione (400 V), in quanto, il dimensionamento della rete in media tensione (15.000 V) e le relative apparecchiature, sono oggetto di progetto specialistico.

4.1.2. Dati amministrativi dell'impianto

Data la potenza dell'impianto superiore a 20 kW, si rende necessaria la comunicazione all'Ufficio Tecnico di Finanza (UTF); è necessaria la denuncia di officina elettrica, in quanto l'energia prodotta viene in parte autoconsumata e in parte ceduta alla rete.

Per l'alimentazione dei circuiti ausiliari non è prevista una alimentazione separata.

4.2. Classificazione degli ambienti

L'edificio e i locali oggetto di intervento hanno caratteristiche tali da rendere il generatore fotovoltaico, l'inverter e tutti gli altri componenti dell'impianto fotovoltaico, soggetti alle prescrizioni previste dalla sezione 7 della norma CEI 64-8, in particolare della sezione 712.

All'interno dell'edificio si svolgono, o potrebbero essere svolte, attività soggette al controllo dei Vigili Del Fuoco; per tali ipotesi l'impianto fotovoltaico rientra tra quelli soggetti alle prescrizioni della Guida per l'installazione degli impianti fotovoltaici - Edizione Anno 2012 e s.m.i. (DCPREV prot n. 1324 del 7 febbraio 2012).

Per ottemperare a quanto previsto dalla guida prot n. 1324 l'impianto fotovoltaico viene realizzato tenendo presente che:

- I moduli fotovoltaici installati sono certificati, in conformità alla norma UNI 9177, aventi classe di reazione al fuoco 1 /UNO);
- I moduli fotovoltaici vengono installati in copertura su lamiera grecata incombustibile;
- Viene installato un comando di emergenza, ubicato in posizione segnalata che determina il sezionamento dell'impianto elettrico in modo da non avere parti in tensione all'interno dei compartimenti (tutte le condutture in corrente continua dell'impianto fotovoltaico sono esterne all'edificio);
- Vengono installati appositi cartelli, conformi la D.Lgs. 81/2008 recanti la dicitura "Attenzione: impianto fotovoltaico in tensione durante le ore diurne (1000 Volt)".

4.3. Configurazione dell'impianto fotovoltaico

Per l'installazione saranno utilizzati moduli tipologici in silicio **monocristallino**, marca **SunPower**, modello **Maxeon3**, i cui dati di targa sono:

Moduli fotovoltaici	
Marca	**SunPower**

Modello		**SPR-MAX3-390**
Potenza massima secondo STC *	W	**390**
Tolleranza sulla potenza nominale	%	**0/+5**
Tensione a circuito aperto Voc	V	**75.3**
Corrente di corto circuito Isc	A	**6.55**
Tensione alla massima potenza Vmp	V	**64.5**
Coefficiente di temperatura (α Voc)	%/°C	**-0,236**
Coefficiente di temperatura (α Isc)	%/°C	**0,058**
Coefficiente di temperatura (α Pm)	%/°C	**-0,27**
Dimensioni	mm	**1046 x 1690 x 40**
Peso	kg	**19**

* Misurati in condizioni STC : irradianza 1000 W/m², AM 1,5, Temperatura cella 25 °C.

4.4. Convertitore statico corrente continua - corrente alternata (inverter)

La configurazione e la potenza dell'impianto fotovoltaico lasciano libertà di scelta negli apparati.
Si prevede l'installazione di 1 inverter di tipo trifase, della potenza nominale lato cc fino a **25** kW, tipo marca **SMA**, modello **Sunny Tripower X 25**
I dati di targa dell'inverter sono indicati in tabella.

Inverter

Marca		**SMA**
Modello		**STP 25-50**
Connessione alla rete		**Trifase**
Tensione CC massima	V	**1000**
Tensione di avvio	V	**188**
Tensione minima MPPT	V	**500**
Tensione massima MPPT	V	**800**
Numero di MPPT		**6**
Massima corrente ingresso per MPPT	A	**35**
Potenza massima CC per MPPT	W	**Nd**
Potenza nominale CA	VA	**25 000**
Corrente nominale CA	A	**36.2**
Corrente di cortocircuito CA	A	**Nd**
Grado d'efficienza europeo	%	**98.0**
Dimensioni (L x A x P)	mm	**728 x 762 x 266**

Peso	kg	**35**
Grado di protezione minimo		**IP65**
Trasformatore di isolamento		**No**

Si allega di seguito il report di dimensionamento dell'inverter.

1 x SMA STP 25-50 (Parte dell'impianto 1)

Picco di potenza:	29,25 kWp
Numero complessivo moduli fotovoltaici:	75
Numero di inverter FV:	1
Potenza CC max (cos φ = 1):	25,51 kW
Potenza attiva CA max (cos φ = 1):	25,00 kW
Tensione di rete:	230V (230V / 400V)
Rapporto potenza nominale:	87 %
Fattore di dimensionamento:	117 %
Fattore di sfasamento (cos φ):	1
Ore a pieno carico:	1138,5 h

SMA STP 25-50

Dati dimensionamento FV

Ingresso A: Generatore FV 1
25 x SunPower SPR-MAX3-390-COM (04/2019), Azimut: 0°, Inclinazione: 0°, Tipo di montaggio: Tetto

Ingresso B: Generatore FV 1
25 x SunPower SPR-MAX3-390-COM (04/2019), Azimut: 0°, Inclinazione: 0°, Tipo di montaggio: Tetto

Ingresso C: Generatore FV 1
25 x SunPower SPR-MAX3-390-COM (04/2019), Azimut: 0°, Inclinazione: 0°, Tipo di montaggio: Tetto

	Ingresso A:	Ingresso B:	Ingresso C:
Numero delle stringhe:	5	5	5
Moduli fotovoltaici:	5	5	5
Picco di potenza (ingresso):	9,75 kWp	9,75 kWp	9,75 kWp
Tensione CC min. INVERSOR (Tensione di rete 230 V):	150 V	150 V	150 V
Tensione fotovoltaica tipica:	299 V	299 V	299 V
Tensione fotovoltaica min.:	285 V	285 V	285 V
Tensione CC max (Modulo FV):	1000 V	1000 V	1000 V
Tensione fotovoltaica max.	404 V	404 V	404 V
Corrente d'ingresso max per l'inseguimento MPP:	24 A	24 A	24 A
Corrente max generatore:	30,3 A	30,3 A	30,3 A
Corrente di cortocircuito max per l'inseguimento MPP:	35 A	35 A	35 A
Corrente di cortocircuito max FV	32,8 A	32,8 A	32,8 A

4.5. Cablaggi e cavi elettrici in corrente continua

I cavi che saranno posati in esterno, come quelli vicini ai moduli fotovoltaici e che costituiranno la rete elettrica in corrente continua, sono stati scelti di tipo "solare" (o di tipo

H1Z2Z2-K) resistenti ai raggi UV, con doppio isolamento, tale da consentire la formazione di un sistema elettrico in classe II.

I cavi che collegano tra loro i moduli sono installati nella parte posteriore dei moduli stessi, laddove la temperatura può raggiungere i 70-80°C.
Tali cavi devono quindi essere in grado di sopportare elevate temperature e resistere ai raggi ultravioletti, se installati a vista.

Si usano cavi unipolari con isolamento e guaina in gomma, tensione nominale 1/1,5 kV, con temperatura massima di funzionamento non inferiore a +90°C e con una elevata resistenza ai raggi UV.

I conduttori previsti per il collegamento tra i quadri di campo e gli inverter, se posati in tubazione protettiva, o cunicolo, possono essere indifferentemente del tipo multipolare o unipolare, previsti con tensione di isolamento superiore a 0,6/1 kV; nel caso di posa in esterno e libera sono da preferire comunque cavi di tipo “solare”.
Per cavi con sezione superiore a 6 mm^2 si consiglia l’utilizzo di cavi previsti per la posa libera, direttamente nel terreno, in calcestruzzo o acqua.
Le caratteristiche principali dei cavi di tipo "solare" sono indicate nella seguente tabella, i valori evidenziati si intendono come minimi, qualsiasi cavo che abbia caratteristiche superiori viene ritenuto idoneo.

Cavo "solare" H1Z2Z2-K

Conduttore in rame	**Classe 5**
Isolamento	**LSZH**
Resistenza ai raggi UV	**HD 605/A1**
Tensione U0/U	**600/1000 V_{ca}; 900/1500 V_{cc}**
Tensione di prova	**4000 V**
Intervallo di temperatura	**da -40 °C a +90 °C**
Colore guaina esterna	**Nero (RAL 9005)** **Rosso (RAL 3000)**
Classificazione CPR UE 305/11	**E_{ca}**

Si è cercato di minimizzare la lunghezza dei cavi provenienti dal campo fotovoltaico.

4.6. Cablaggi e cavi elettrici in corrente alternata

Le linee in corrente alternata, a valle dell’inverter, saranno posate all’interno di idonee tubazioni portacavo in pvc, o all’interno di apposite canalizzazioni in pvc o metallo, o all’interno di appositi cunicoli in cemento o laterizio, o posati direttamente a vista, e costituite di cavi tipo multipolare atti a garantire il doppio isolamento, con tensioni adeguate a quelle presenti nel sistema.

Si consiglia l'utilizzo di cavi del tipo FG16(O)R16 isolati in EPR, in soluzione sia unipolare sia multipolare a seconda della sezione necessaria.

Tutti i cavi utilizzati devono essere conformi a quanto previsto dalla norma CEI UNEL 35016 che recepisce il Regolamento Prodotti da Costruzione (UE 305/2011) "CPR".

I percorsi da seguire e le modalità di posa e collegamento sono indicate nelle planimetrie e negli schemi allegati.

4.7. Quadri elettrici in corrente continua

I campi fotovoltaici, diviso in stringhe fanno capo direttamente agli inverter; non sono quindi previsti quadri di parallelo o altro tipo di quadro sul lato in corrente continua dell'impianto fotovoltaico.
Le protezioni quali fusibili, scaricatori di sovratensione, ecc. e le apparecchiature di manovra e sezionamento, sono tutte integrate negli inverter.

4.7.1. Quadri elettrici in corrente alternata

Le apparecchiature installate lato corrente alternata sono tutte contenute in un unico quadro che funge da quadro generale per l'intero sito produttivo.
In tale quadro sono quindi contenuti i dispositivi: generale (DG), di interfaccia (DDI), di generatore (DDG).

4.7.2. DG – Dispositivo generale

Le funzioni di DG sono espletate da un interruttore di tipo magnetotermico differenziale, avente le caratteristiche indicate negli schemi.
L'installazione avviene sul lato in corrente alternata, alla tensione di 400 V.
L'impianto di produzione così configurato permette di essere messo fuori servizio (totalmente o parzialmente) senza influenzare il normale funzionamento dell'impianto utilizzatore a cui è collegato.

La funzione di rincalzo, prevista per impianti di produzione di energia elettrica, non viene implementata in quanto la potenza totale dell'impianto di generazione è inferiore a 400 kVA (norma CEI 0-16).

4.7.3. DDI – Dispositivo di interfaccia

Per la funzione di DDI viene utilizzato un contattore avente le caratteristiche indicate negli schemi.
Tale contattore viene comandato dal sistema di protezione di interfaccia tramite una bobina di minima tensione (230 V_{ca}).
Il contattore è del tipo a contatti normalmente aperti (NA) in modo da permettere la messa fuori servizio dell'impianto di produzione in caso di mancanza di tensione.
Il DDI ha a monte (lato rete di distribuzione) il DG e a valle i due DDG.

4.7.4. DDG – Dispositivo di generatore

Per ogni inverter, in apposito quadro, viene installato un interruttore magnetotermico avente le caratteristiche indicate negli schemi, tale interruzione funge da DDG (dispositivo di generatore) come previsto dalle norme CEI 0-16 e CEI 0-21.

4.8. Protezione di interfaccia

La norma CEI 0-16 prevede che la protezione di interfaccia sia in grado di escludere tutti i generatori presenti nell'impianto, in questo caso i soli inverter fotovoltaici; allo scopo la protezione va a agire sul DDI illustrato precedentemente che è unico per tutto l'impianto.
Il sistema di interfaccia ha come riferimenti per le protezioni 59 e 27 la tensione lato BT del trasformatore (installazione a 400 V); mentre per le protezioni 59.V0, 59.Vi e 27.Vd la tensione di riferimento è quella lato MT (15.000 V) opportunamente ridotta tramite trasformatori di misura (TV).

La regolazione delle varie protezioni verrà effettuata seguendo quanto previsto dalla norma CEI 0-16 e da quanto previsto nel regolamento di esercizio del distributore locale.

4.9. Misura dell'energia prodotta e scambiata

La misura dell'energia scambiata con la rete verrà effettuata con misuratore installato e gestito dal distributore locale.

La misura dell'energia prodotta verrà eseguita tramite appositi apparati che saranno installati e gestite dall'utente; tale gruppo di misura deve essere tra quelli teleleggibili dal distributore locale.

Data la potenza dell'impianto superiore a 20 kW, si rende necessaria la comunicazione all'Ufficio Tecnico di Finanza (UTF); è necessaria la denuncia di officina elettrica, in quanto l'energia prodotta viene in parte autoconsumata e in parte ceduta alla rete.
Per l'alimentazione dei circuiti ausiliari non è prevista una alimentazione separata.

4.10. Impianto di terra

L'impianto di terra, necessario per la protezione contro i contatti indiretti, si collega all'impianto di terra esistente dell'edificio; viene prevista sul collettore principale di terra apposita partenza per l'inverter.

4.10.1. Collegamento a terra della struttura portante dei moduli fotovoltaici

Il sistema costituito di moduli fotovoltaici, cavi in corrente continua costituisce un sistema di classe II: moduli e cavi di classe II.
Non è quindi necessario collegare a terra la struttura portante dei moduli fotovoltaici.

4.11. Sistemi di fissaggio dei moduli fotovoltaici

La struttura di fissaggio dei moduli fotovoltaici viene posata sulla copertura piana del tetto.
Il sistema di fissaggio, tipo marca **SunBallast** modello **Zavorra Angolo 0° H20** è realizzato con l'utilizzo di blocchetti in calcestruzzo vibrato e rinforzato e permette un'inclinazione d'installazione di 0°. Il materiale con cui è realizzata la zavorra ha una classe di esposizione XC4 oltre che una classe di resistenza di C32/40.
Tale sistema svolge sia la funzione di supporto che di zavorra ai pannelli fotovoltaici e non deve essere fissata sulla copertura ma solo appoggiata. Durante l'installazione viene posata una guaina di protezione in gomma tra il supporto e la copertura.

I pannelli fotovoltaici sono agganciati sul supporto dotato di boccola M8 tramite apposite graffe centrali e l'orientamento del modulo può essere orizzontale o verticale

4.12. Calcoli e verifiche di progetto

4.12.1. Coordinamento generatore fotovoltaico

In totale il generatore fotovoltaico è costituito di **75** moduli fotovoltaici della potenza unitaria di **390** W, per una potenza totale di **27.72** W, costituito di **15** stringhe formate da **5** moduli posti in serie tra loro.
La stringa viene collegata al **MPPT** dell'inverter.

Dal confronto tra quanto indicato per la configurazione del campo fotovoltaico e i dati di targa dell'inverter non si riscontrano anomalie; la tensione massima del sistema è sempre verificata, così come quelle relative al funzionamento del sistema MPPT.

4.12.2. Protezione delle condutture contro le sovracorrenti

I conduttori attivi devono essere protetti da uno o più dispositivi che interrompano automaticamente l'alimentazione quando si produce un sovraccarico (art. 433 norma CEI 64-8) oppure un cortocircuito (art. 434 norma CEI 64-8).

4.12.3. Circuiti in corrente continua

Per la parte di circuito in corrente continua, la protezione contro il corto circuito è assicurata dalla caratteristica tensione-corrente dei moduli fotovoltaici che limita la corrente di corto circuito degli stessi a valori noti e di poco superiori alla loro corrente nominale.

L'inverter è dotato di un sistema di protezione che evita l'installazione di protezioni aggiuntive lato cc, il collegamento delle stringhe è quindi diretto, senza interposizione di apparecchiature tra moduli e inverter.
L'inverter viene equipaggiato con scaricatori di sovratensione di tipo II, previsti dal produttore.

4.12.4. Circuiti in corrente alternata

Per ciò che riguarda il circuito in corrente alternata, oggetto di questa relazione è la sola parte di impianto alla tensione di 400 V e fino al primo quadro di distribuzione posto a monte degli inverter.
In questo tratto di impianto sono installati i componenti indicati nel precedente capitolo 3.

4.13. Protezione contro i contatti indiretti

Per la protezione contro i contatti indiretti vale quanto indicato nella relazione generale allegata.

4.13.1. Circuiti in corrente alternata

Tutte le masse protette contro i contatti indiretti dallo stesso dispositivo di protezione devono essere collegate allo stesso di impianto di terra.
Il sistema di bassa tensione (400 V) è di tipo TN-S sono quindi da rispettare le condizioni dettate dalla norma CEI 64-8 per tale tipologia di impianti.

4.13.2. Circuiti in corrente continua

La protezione nei confronti dei contatti indiretti è in questo caso assicurata dal collegamento all'impianto di terra delle strutture metalliche.
L'elevato numero di moduli fotovoltaici, suggerisce misure di protezione aggiuntive rispetto a quanto prescritto dalle norme CEI 64-8, le quali consistono nel collegamento equipotenziale di ogni struttura di sostegno facente capo ad una stringa di moduli fotovoltaici.

La guida CEI 82-25 al punto 9.1.2 recita: "Nel caso invece in cui i moduli fotovoltaici siano dotati di isolamento supplementare o rinforzato (Classe II), la Norma CEI 64-8 prevede che le cornici, se metalliche, non vengano messe a terra. Questa situazione può creare una difficoltà applicativa nel caso in cui le strutture di sostegno dei moduli, se metalliche, siano o debbano essere messe a terra, giacché se da un lato viene richiesto di isolare le cornici dei moduli dalla struttura (magari, introducendo involucri o barriere che ne impediscano il contatto elettrico), dall'altro l'esperienza acquisita in ambito internazionale nella gestione di impianti fotovoltaici consiglia di rendere equipotenziali le cornici dei moduli con la struttura. Quest'ultima soluzione infatti garantirebbe la sicurezza contro il contatto indiretto nel corso della vita utile dell'impianto fotovoltaico (superiore a 25 anni), nei casi nei quali non si possa escludere a priori l'eventualità che l'isolamento possa decadere nel tempo (ad esempio, moduli installati in località vicino al mare)."

4.14. Protezioni dalle sovratensioni

Gli impianti fotovoltaici possono essere esposti a sovratensioni di origine atmosferica, sia dirette (fulmine che colpisce la struttura) sia indirette (fulmine che si abbatte in prossimità della struttura stessa dell'edificio o interessa le linee di energia o di segnale entranti nella struttura) tramite accoppiamento resistivo o induttivo.

L'accoppiamento resistivo si presenta quando un fulmine colpisce la linea elettrica entrante nell'edificio.
La corrente di un fulmine, tramite l'impedenza caratteristica della linea, dà origine ad una sovratensione che può superare la tenuta all'impulso delle apparecchiature, con conseguente danneggiamento e pericolo d'incendio.
L'accoppiamento induttivo si verifica perché la corrente del fulmine è impulsiva e genera quindi nello spazio circostante un campo elettromagnetico fortemente variabile.
La variazione del campo magnetico genera di conseguenza delle sovratensioni indotte sui circuiti elettrici presenti nelle vicinanze.
Oltre alle sovratensioni di origine atmosferica, l'impianto fotovoltaico può essere esposto a sovratensioni interne di manovra.

4.14.1. Fulminazione diretta

L'installazione dell'impianto in oggetto non altera la sagoma dell'edificio sul quale viene posato quindi neanche la frequenza delle fulminazioni; pertanto non è necessaria alcuna precauzione specifica contro il rischio di fulminazione (Guida CEI 82-25 II ed.).
Non sono necessarie altre precauzioni in quanto l'edifico non è dotato di sistema di protezioni contro le fulminazioni esterno (LPS).

4.14.2. Fulminazione indiretta

Anche nel caso in cui il fulmine non colpisca direttamente la struttura dell'impianto fotovoltaico, occorre comunque adottare delle misure per attenuare le sovratensioni indotte da un'eventuale fulminazione indiretta quali:

- La schermatura dei circuiti per ridurre il campo magnetico all'interno dell'involucro con conseguente riduzione delle sovratensioni indotte (l'effetto schermante di un involucro metallico si origina grazie alle correnti indotte nell'involucro stesso, le quali producono un campo magnetico che per la legge di Lenz si oppone alla causa che le ha generate, ossia al campo magnetico della corrente di fulmine; quanto più elevate sono le correnti indotte nello schermo, ossia quanto più è elevata la sua conduttanza, tanto migliore sarà l'effetto schermante;
- La riduzione dell'area della spira del circuito indotto, collegando in modo opportuno i moduli tra loro, intrecciando i conduttori ed avvicinando il più possibile il conduttore attivo al PE.

Le sovratensioni che, seppur limitate, possono generarsi devono essere scaricate verso terra mediante SPD (Surge Protective Device) per proteggere le apparecchiature.
Gli SPD sono di fatto dei dispositivi ad impedenza variabile in funzione della tensione applicata: alla tensione nominale dell'impianto presentano un'impedenza molto elevata, mentre in presenza di una sovratensione riducono la loro impedenza, derivando la corrente associata alla sovratensione e mantenendo quest'ultima entro determinati valori.
A seconda delle modalità di funzionamento gli SPD si distinguono in:

- SPD a commutazione, quali spinterometri o diodi controllati, quando la tensione supera un determinato valore riducono istantaneamente la loro impedenza e quindi la tensione ai loro capi;
- SPD a limitazione, quali varistori o diodi Zener, presentano un'impedenza decrescente gradualmente all'aumentare della tensione ai loro capi;
- SPD combinati che comprendono i due precedenti collegati in serie o parallelo.

4.14.3. Protezione lato in corrente continua

Nella protezione lato continua è bene impiegare SPD a varistori o SPD combinati.
Gli inverter hanno in genere una protezione interna contro le sovratensioni, ma se si aggiungono SPD ai morsetti dell'inverter si migliora la protezione dello stesso e si evita che l'intervento delle protezioni interne metta fuori servizio l'inverter, con cessazione della produzione energetica e necessità d'intervento di personale specializzato.
Tali SPD dovrebbero avere le seguenti caratteristiche:

- Tipo 2;
- Tensione massima di esercizio continuativo Uc > 1,25 Uoc;
- Livello di protezione Up ≤ Uinv (Uinv è la tensione di tenuta all'impulso dell'inverter lato c.c.);
- Corrente nominale di scarica In ≥ 5 kA;
- Protezione termica con capacità di estinzione del corto circuito a fine vita e coordinamento con un'idonea protezione di back-up.

Poiché i moduli delle stringhe hanno in genere una tensione di tenuta all'impulso maggiore di quella dell'inverter, gli SPD posti a protezione dell'inverter consentono generalmente di proteggere anche i moduli, purché la distanza tra moduli ed inverter sia inferiore a alcuni metri (l'SPD va installato a monte, secondo il senso dell'energia del generatore fotovoltaico, del dispositivo di sezionamento dell'inverter in modo che protegga i moduli anche quando il dispositivo di sezionamento è aperto).

4.14.4. Protezione lato in corrente alternata

Un impianto fotovoltaico connesso alla rete è soggetto anche alle sovratensioni provenienti dalla linea stessa.
Se è presente un trasformatore di separazione con schermo metallico connesso a terra, l'inverter è protetto dalle sovratensioni dal trasformatore stesso.
Se non è presente il trasformatore o in presenza di un trasformatore privo di schermo, occorre installare immediatamente a valle dell'inverter un SPD idoneo.
Tale SPD dovrebbe avere le seguenti caratteristiche:

- Tipo 2;
- Tensione massima di esercizio continuativo Uc > 1,1 Uo (Uo è la tensione verso terra per sistemi TT e TN; se il sistema è IT deve essere Uc > 1,73 Uo);
- Livello di protezione Up ≤ Uinv (Uinv è la tensione di tenuta all'impulso dell'inverter lato c.a.);

- Corrente nominale di scarica In ≥ 10 kA;
- Protezione termica con capacità di estinzione del corto circuito a fine vita e coordinamento con un'idonea protezione di back-up.

4.15. Installazione

4.15.1. Montaggi elettromeccanici

I montaggi meccanici in campo, consistono principalmente in:

- Posa in opera delle strutture di sostegno dei moduli;
- Montaggio dei moduli sulle strutture.

4.15.2. Montaggi elettrici

I montaggi elettrici in officina, consistono principalmente in:

- Collegamento di un cavo di collegamento per ciascun modulo, durante la fase di verifica della funzionalità;

I montaggi elettrici in campo, consistono principalmente in:

- Collegamento elettrico dei moduli di ciascuna stringa;
- Posa in opera degli inverter;
- Posa in opera dei quadri elettrici;
- Posa dei cavi di collegamento tra le stringhe fotovoltaiche e gli inverter, nei rispettivi tubi/canaline portacavi;
- Posa dei cavi di collegamento tra gli inverter e il quadro elettrico in ca, nei rispettivi tubi/canaline portacavi;
- Posa in opera dei collegamenti alla rete di terra.