

EFFICIENTAMENTO ENERGETICO DEL PATRIMONIO EDILIZIO PUBBLICO

**COMUNE DI
BERZO DEMO**
Provincia di Brescia



COMUNE DI
BERZO DEMO
Provincia di Brescia



Finanziato
dall'Unione europea
NextGenerationEU



Italiadomani
PIANO NAZIONALE
DI RIPRESA E RESILIENZA



MINISTERO
DELL'INTERNO

EFFICIENTAMENTO ENERGETICO TRAMITE POSA DI IMPIANTO FOTOVOLTAICO E SISTEMA DI ACCUMULO PRESSO "SCUOLA ELEMENTARE" IN VIA SAN LORENZO

Legge 160/2019 art. 1 co. 29-37 - Finanziato con Fondi PNRR
Amministrazione titolare dell'Intervento: MEF - Misura M2C4- Int. 2.2"

CUP: G44D23001650001 -- PROGETTAZIONE ESECUTIVA
RELAZIONE SPECIALISTICA

Cevo (Bs) li, 11.09.2023

TAVOLA n.

REL_02



STUDIO DI INGEGNERIA
Dott. Ing. Damiano Bonomelli

Sede: Via Roma n.15 - 25040 Cevo(BS)
Tel /Fax: 0364.63.03.52 - Mobile: 389.1358509
e-mail: bonomellidamiano@hotmail.it
pec: damiano.bonomelli@ingpec.eu
C.F.BNMDMN81R04B157V - Part.I.V.A. 03287740983

Il Progettista
Ing. Damiano Bonomelli

Indice:

1	PREMESSA	2
2	SPECIFICHE IMPIANTO FOTOVOLTAICO	2
2.1	Presupposti tecnici	2
2.2	Ombreggiamenti	3
2.3	Regime di cessione dell’energia	4
2.4	Interfacciamento con la rete	4
2.5	Scelta della tensione DC	4
2.6	Aspetti architettonici – strutturali.....	5
2.7	Descrizione dell’impianto fotovoltaico	5
2.8	Strutture di sostegno dei moduli.....	6
2.9	Gruppo di conversione DC/AC.....	6
2.10	Protezione di interfaccia	6
2.11	Criteri di scelta delle soluzioni impiantistiche elettriche	7
2.12	Risparmi energetici attesi	10

1 PREMESSA

Nella relazione specialistica in oggetto si prendono in considerazione tutti gli aspetti normativi ed operativi inerenti al processo di efficientamento energetico mediante installazione impianto FV presso plesso “scuola elementare”.

2 SPECIFICHE IMPIANTO FOTOVOLTAICO

Il documento individua i profili e le caratteristiche più significative dei successivi livelli di progettazione, descrivendo e fornendo gli elementi e le indicazioni di carattere generale necessari per:

- la preparazione del progetto esecutivo dell'impianto fotovoltaico;
- Le prove e le verifiche da effettuare a fine lavori.

Nel paragrafo sarà identificata l'opera, saranno forniti i dati di progetto e descritti i criteri utilizzati per le scelte progettuali, le caratteristiche dei materiali prescelti (moduli fotovoltaici, inverter, sistema di protezione di interfaccia e gruppi di misura dell'energia), i criteri di scelta delle soluzioni.

2.1 Presupposti tecnici

Dal punto energetico, il criterio utilizzato nella scelta dell'esposizione del generatore fotovoltaico è quello di massimizzare la quantità di energia solare raccolta su base annua. Generalmente, l'esposizione ottimale si ha scegliendo per i moduli un orientamento a Sud ed una inclinazione rispetto al piano orizzontale leggermente inferiore al valore della latitudine del sito di installazione. In casi particolari, sono ammessi esposizioni diverse qualora siano presenti vincoli architettonici della struttura che ospita il generatore fotovoltaico che impediscono l'ottenimento dell'esposizione ottimale. È compito del progettista valutare di volta in volta la convenienza di una scelta non ottimale dell'esposizione.

Generalmente tutti i moduli fotovoltaici devono avere la stessa esposizione. Qualora questa condizione non possa essere ottenuta a causa di vincoli di natura architettonica, dovranno essere poste in atto soluzioni impiantistiche atte ad evitare conseguenti perdite di mismatching.

Nel caso dell'impianto in oggetto, il generatore fotovoltaico presenta un'unica esposizione ottimale ovvero orientata verso SUD-OVEST.

Inoltre, per ridurre le perdite di energia sul generatore fotovoltaico e quindi massimizzare la produzione di energia, sono state fatte le seguenti scelte progettuali:

- Al fine di smaltire agevolmente il calore prodotto dai moduli causato dall'irraggiamento solare diretto, e quindi di limitare le perdite per temperatura, si è favorita la circolazione d'aria fra la parte posteriore dei moduli e la superficie su cui essi sono posati.
- Le caratteristiche elettriche dei moduli (corrente di cortocircuito e corrente alla massima potenza) che fanno parte della stessa stringa dovranno essere, per quanto possibile, simili tra loro in modo da limitare le perdite di potenza per mismatching corrente.
- Le caratteristiche elettriche delle stringhe (tensione a vuoto e tensione alla massima potenza) che fanno parte dello stesso campo fotovoltaico dovranno essere, per quanto possibile, simili tra loro in modo da limitare le perdite di potenza per mismatching di tensione. Il dimensionamento delle condutture elettriche è stato elaborato in modo da limitare le cadute di tensione al massimo entro il 2% della tensione nominale del circuito, ma anche di assicurare una durata di vita delle condutture pari almeno a quella dell'impianto (30 anni) tenendo conto delle particolari condizioni di posa delle stesse.
- La scelta della tensione del generatore fotovoltaico è stata fatta in modo da ridurre le correnti in gioco e quindi le perdite di potenza per effetto Joule.

Al fine di ottimizzare i costi di realizzazione si è scelta una conversione CC/CA centralizzata, ovvero si è scelto un gruppo di conversione composto da un unico inverter.

2.2 Ombreggiamenti

In impianto fotovoltaico devono essere evitati fenomeni di ombreggiamento in quanto provocano perdite di potenza e quindi di energia prodotta. Tuttavia, limitati fenomeni di sono ammessi purché adeguatamente valutati.

Nel caso dell'impianto in oggetto non esistono fenomeni di ombreggiamento rilevanti; si manterrà debita distanza dal parapetto di copertura che genera esso stesso ombreggiamento.

2.3 Regime di cessione dell'energia

La scelta della potenza nominale dell'impianto è stata selezionata in modo da poter accedere al regime di cessione dell'energia elettrica alla rete pubblica più conveniente per l'utente che ha la titolarità o la disponibilità dell'impianto. Il criterio di scelta è quindi quello di rendere massimo il valore economico dell'energia prodotta mediante autoconsumo.

Nel caso specifico, verificato che la potenza nominale non supera il limite di 200 kW attualmente previsto dalla Deliberazione ARG/elt n.74/08 dell'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas, e che su base annua il valore economico dell'energia elettrica immessa in rete è inferiore all'onere sostenuto per il prelievo dell'energia elettrica dalla rete, si è scelto il regime di cessione dell'energia elettrica denominato “scambio sul posto” in quanto quello maggiormente conveniente per l'utente. Lo scambio sul posto consente all'utente la compensazione tra il valore economico associabile all'energia elettrica prodotta e immessa in rete e il valore economico associabile all'energia elettrica prelevata e consumata in un periodo differente da quello in cui avviene la produzione. Il regime dello scambio sul posto è regolato da una apposita convenzione che l'utente che ha titolarità dell'impianto stipula con il GSE (Gestore Servizi Energetici).

2.4 Interfacciamento con la rete

L'impianto dovrà essere connesso alla rete elettrica di distribuzione pubblica e dovrà erogare l'energia prodotta a tensione Mono alternata di 230 V, con frequenza 50 Hz, nei limiti di fluttuazione previsti dalle vigenti norme tecniche. Al fine di salvaguardare la qualità del servizio elettrico ed evitare pericoli per le persone e danni per le apparecchiature, l'impianto sarà dotato di un idoneo sistema di protezione di interfaccia (SPI) per il collegamento alla rete. La scelta del SPI verrà fatta in conformità alla normativa applicabile CEI 0-21.

L'inverter garantisce il contenimento dell'immissione di corrente DC in rete allo 0,5% della corrente nominale, come da limiti prescrittivi della CEI 0-21.

2.5 Scelta della tensione DC

La tensione del generatore fotovoltaico (tensione DC) è stata scelta in funzione del tipo di moduli e di inverter che si prevede verranno utilizzati. In particolare, poiché la tensione DC è influenzata dalla temperatura delle celle e dall'irraggiamento solare, per un corretto

accoppiamento tra generatore fotovoltaico e gruppo di conversione, la tensione del generatore fotovoltaico è stata scelta in modo che le sue variazioni siano sempre contenute all'interno della finestra di tensione ammessa dagli inverter.

Inoltre, si è scelta una tensione DC in modo che il suo valore massimo non superi mai la tensione massima di sistema del modulo fotovoltaico, pena la distruzione del modulo stesso. Il valore massimo della tensione DC si ha in condizioni di alto irraggiamento solare, bassa temperatura di cella e in condizioni di circuito aperto.

2.6 Aspetti architettonici – strutturali

L'impianto fotovoltaico è dimensionato in modo tale da rispondere ai requisiti strutturali, funzionali ed architettonici richiesti dall'installazione stessa.

Poiché non esistono particolari requisiti architettonici in termini di colorazione, trasparenza, verranno utilizzati moduli fotovoltaici tradizionali.

Inoltre, non sono richiesti ai moduli requisiti di tipo strutturale e pertanto si sceglieranno moduli tradizionali che utilizzano vetri non strutturali.

In termini di tipologia di installazione, e con riferimento al, l'intervento che verrà realizzato sarà classificato come un impianto del tipo: Realizzato su edificio.

2.7 Descrizione dell'impianto fotovoltaico

L'impianto fotovoltaico di potenza nominale pari a 6.00 kWp, verrà collegato alla rete elettrica di distribuzione di competenza di e-distribuzione.

Le caratteristiche d'impianto sono riassunte in particolare nella tavola grafica annessa alla presente, dove è riportato lo schema elettrico unifilare d'impianto.

In esso si distinguono:

Il generatore fotovoltaico composto da:

- n.2 stringhe di 16 moduli totali collegati in serie;
- gruppo di conversione formato da 1 inverter (o due secondo disponibilità);
- sistema di protezione di interfaccia integrato nell'inverter;
- batteria agli ioni di litio da 10 kWh di capacità, eventualmente espandibile;
- sistemi di misura dell'energia prodotta e/o immessa,

2.8 Strutture di sostegno dei moduli

La struttura di sostegno dei moduli fotovoltaici sarà realizzata mediante profilati prefabbricati rigidi in modo da assicurare i moduli alla copertura e consentire allo stesso modo la corretta ventilazione degli stessi. Si opta per elementi tipo "in carpenteria" o similari.

2.9 Gruppo di conversione DC/AC

Il gruppo di conversione dell'impianto fotovoltaico in oggetto sarà composto da inverter con una potenza nominale in uscita di 6,00 kW. L'inverter sarà costituito da un ponte di conversione DC/AC e da un insieme di componenti quali dispositivi di protezione contro guasti interni e contro le sovratensioni, e da filtri che rendono il gruppo idoneo al trasferimento della potenza dal generatore fotovoltaico alla rete elettrica in corrente alternata in conformità ai requisiti normativi tecnici e di sicurezza applicabili. Per aumentare l'efficienza operativa d'impianto, l'inverter non avrà un trasformatore di isolamento perché in grado di limitare al corrente I_{dc} entro lo 0,5% del valore nominale, come da requisito CEI 0-21.

Le principali caratteristiche tecniche dell'inverter sono reperibili nella scheda tecnica allegata.

2.10 Protezione di interfaccia

Ai sensi della norma CEI 0-21 è necessaria una protezione di interfaccia, che per impianti come quello in progetto ($P_n > 11,08$ kW) deve essere esterna all'inverter. Nella fattispecie verrà utilizzata un relè di protezione voltmetrico multifunzione protezioni Codici ANSI 27, 59, 81- conforme CEI 0-21.

Per rimanere conformi al punto 8.2.2.3 della norma CEI 0-21 citata, occorre che in serie al DDI interno all'inverter sia installato un contattore in Classe AC3, così come da schema unifilare dell'impianto. La funzionalità del dispositivo di protezione dovrà essere verificata con test tramite cassetta prova relè ed il report, in formato digitale inalterabile e timbrato e firmato dal professionista che ha eseguito le prove, dovrà essere trasmesso al distributore per completare le pratiche di connessione.

2.11 Criteri di scelta delle soluzioni impiantistiche elettriche

Sovraccarico: in condizioni ordinarie, non è prevista la possibilità di sovraccarichi in quanto la massima corrente erogabile dal campo fotovoltaico nel punto di massima potenza è approssimabile alla massima corrente che il campo è in grado di erogare (corrente di cortocircuito). Sulla base delle indicazioni della norma CEI 64-8/4, è quindi condizione sufficiente la verifica della condizione:

$$IB \leq IZ$$

dove:

IB: corrente di impiego del circuito; nella fattispecie corrisponde alla corrente IMPP erogata dall'impianto fotovoltaico;

IZ: portata in regime permanente della conduttura elettrica, che dipende dalla scelta della stessa.

Cortocircuito: la protezione contro il cortocircuito è assicurata dalla caratteristica di generazione tensione/corrente dei moduli fotovoltaici, che limita la corrente di cortocircuito ad un valore noto e di poco superiore alla corrente massima erogabile al punto di funzionamento a massima potenza.

Tale condizione è verificata, dato il sovradimensionamento delle condutture elettriche lato c.c. (6 mm², che nelle specifiche condizioni è più che adeguato a portare la corrente di corto circuito, prevista pari a 11,47 A). Protezioni contro le sovracorrenti lato AC

Sovraccarico: secondo la norma CEI 64-8/4, le caratteristiche di funzionamento del dispositivo di protezione delle condutture elettriche contro i sovraccarichi devono rispondere alle seguenti due condizioni:

$$IB \leq I_n \leq I_Z \quad I_f \leq 1,25 I_Z$$

dove:

IB: corrente di impiego del circuito (funzione del dimensionamento dell'impianto);

I_n: corrente nominale del dispositivo di protezione;

IZ: portata in regime permanente della conduttura elettrica, che dipende dalla scelta della stessa; dato il sovradimensionamento della stessa anche tale condizione è verificata;

I_f: corrente che assicura l'effettivo funzionamento del dispositivo di protezione

Per quanto riguarda la prima condizione, calcolata la IB occorre utilizzare un interruttore magnetotermico avente una I_n immediatamente superiore e delle condutture di sezione adeguata; tale condizione è verificata per il tratto di linea tra l'inverter ed il dispositivo di

generatore. La seconda condizione invece risulta verificata con l'utilizzo di interruttori magnetotermici commerciali nei quali la corrente convenzionale di funzionamento $I_f = 1,25 I_n$. È inoltre necessario proteggere le condutture elettriche dalle correnti di cortocircuito di ritorno dalla rete di collegamento e verificare la condizione $(I_2t) \leq K^2 S^2$ sull'energia passante ricorrendo alla curva caratteristica del dispositivo di protezione, le sezioni di cavo adottate e le correnti di cortocircuito nel punto di consegna dell'energia.

Come da art. 5.1.3 della norma CEI 0-21 la corrente di corto circuito garantita dal distributore al punto di connessione è data dalla seguente tabella a seconda del tipo di fornitura

I cavi saranno scelti in modo che la loro tensione nominale sia compatibile con quella massima del presente nella parte dell'impianto nel quale sono inseriti.

I cavi devono soddisfare i seguenti requisiti:

- tipo non propagatore di incendio;
- campo fotovoltaico: cavi del tipo "solare" H1Z2Z2-K unipolari per i circuiti di potenza isolati minimo 1 kV e sezione 6 mm²;
- a valle degli inverter: cavi del tipo uni/multipolare per i circuiti di potenza tipo FG16OR16.
- estremità stagnate oppure terminate con idonei capicorda.

I cavi devono essere dimensionati e sistemati in modo da semplificare e ridurre al minimo le operazioni di posa in opera e con particolare riguardo al contenimento delle cadute di tensione.

Il cablaggio dei pannelli fotovoltaici deve essere realizzato con gli appositi connettori asimmetrici presenti nella parte posteriore dei moduli. I cavi a formare le stringhe fino al quadro di campo devono essere fissati alla struttura di sostegno mediante fascette.

In generale dovranno soddisfare i seguenti requisiti:

- devono essere posati dentro elementi protettivi (tubi, canaline, passerelle etc..)
- non propagatore di incendio;
- tipo unipolare per i circuiti di potenza in corrente continua;
- tipo multipolare per i circuiti di potenza in corrente alternata;
- estremità stagnate oppure terminate con idonei capicorda o connettori ad innesto rapido di tipo multicontact.

I cavi dovranno essere sistemati in modo da semplificare e ridurre al minimo le operazioni

di posa in opera e dimensionati in modo da contenere le perdite resistive. A tal proposito, la caduta di tensione totale, valutata dal modulo fotovoltaico più lontano fino all'ingresso in corrente continua del convertitore dovrà essere mantenuta entro il 2%. In particolare, verranno definiti i tipi e le sezioni dei cavi e le caratteristiche della componentistica (connettori, cassette, canaline, morsetteria, ecc.) in accordo con le prescrizioni tecniche e di dimensionamento.

Le sezioni dei cavi saranno determinate inoltre in modo da assicurare una durata di vita soddisfacente dei conduttori e degli isolamenti sottoposti agli effetti termici causati dal passaggio della corrente per periodi prolungati ed in condizioni ordinarie di esercizio.

La corrente massima (portata) ammissibile, per periodi prolungati, di qualsiasi conduttore sarà calcolata in modo tale che la massima temperatura di funzionamento non superi il valore indicato nella Norma CEI 64-8.

Le portate dei cavi in regime permanente relative alle condutture da installare saranno verificate secondo le tabelle CEI-UNEL 35024 (posa in aria) e CEI-UNEL 35026 (posa interrata), applicando ai valori individuati, dei coefficienti di riduzione che dipendono dalle specifiche condizioni di posa e dalla temperatura ambiente. Le sezioni dei cavi saranno verificate anche dal punto di vista della caduta di tensione alla corrente di normale utilizzo, secondo quanto riportato nelle Norme CEI 64-8. Le verifiche in oggetto saranno effettuate mediante l'uso delle tabelle CEI-UNEL 35023.

Quadri elettrici: i quadri elettrici dovranno avere un grado di protezione IP idoneo alla tipologia di installazione (IP 65 per installazioni esterne) ed essere dotati di apposita morsettiera su cui attestare i cavi entranti ed uscenti. La morsettiera dovrà essere provvista di morsetto di terra al quale collegare tutte le masse interne al quadro per il loro collegamento a terra. I quadri dovranno preferibilmente essere fissati a parete e possibilmente non dovranno essere esposti alla radiazione solare diretta.

I quadri elettrici dovranno contenere i dispositivi di manovra, protezione che dovranno essere scelti in funzione delle grandezze elettriche presenti nel punto di installazione. In particolare, per la sezione in corrente continua dovranno essere utilizzati dispositivi di protezione e manovra appositamente realizzati per l'impiego in corrente continua. Non sono quindi ammessi dispositivi di protezione e manovra realizzati per l'impiego in corrente alternata a meno che il costruttore non indichi chiaramente il coefficiente di declassamento necessario per poterli utilizzare in tutta sicurezza anche in corrente continua.

I quadri elettrici dovranno infine riportare chiaramente ed in modo indelebile il nominativo del costruttore del quadro Criteri di scelta delle soluzioni impiantistiche di protezione contro i fulmini

Il riferimento normativo in questo ambito sono le norme CEI 81-10 1/2/3/4 e CEI 82-4. Per proteggere il generatore fotovoltaico contro gli effetti prodotti da sovratensioni indotte a seguito di scariche atmosferiche verranno utilizzati scaricatori (SPD di classe II) sul lato DC da posizionare dentro i quadri di campo. Per il dettaglio si rimanda agli schemi elettrici riportati nel documento.

La scelta degli scaricatori è stata fatta in modo da rispettare la condizione:

$$UC > 1,25 * VOC,GENFV$$

Dove:

UC: è la tensione di servizio continuo dell'SPD

VOC,GENFV: è la tensione a circuito aperto @STC del generatore fotovoltaico

Inoltre, il punto di installazione degli SPD è stato scelto in modo che non vengano superate le distanze di protezione lpo e lpi definite nella norma CEI 81-10/4:

- Distanza di protezione lpo determinata dai fenomeni di oscillazione;
- Distanza di protezione lpi determinata dai fenomeni d'induzione.

2.12 Risparmi energetici attesi

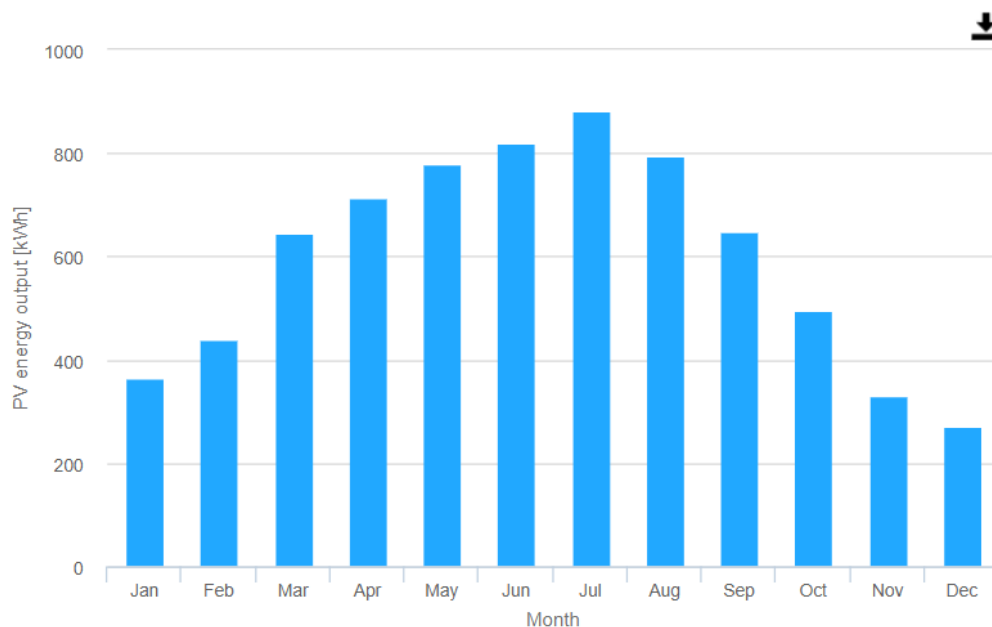
La posa in opera dell'impianto, che viene adottata con orientamento sud-ovest ed inclinazione di circa 10/15°, garantirà una buona producibilità annua e pertanto un efficientamento in termini di energia elettrica prelevata dalla rete.

Segue modellazione energetica di producibilità media annua, per la quale si considerano mediate le performance in termini di irraggiamento, manutenzione e condizioni al contorno.

Sarà sostanziale una policy nell'impiego degli impianti volta a massimizzare l'utilizzo dell'energia elettrica prodotta da fonte rinnovabile solare, in modo da promuovere tale vettore e ottimizzare il pay back period.

PRODUCIBILITA' MEDIA ANNUA - COMUNE DI BERZO DEMO

Potenza impianto 6.00 kWp



Provided inputs:

Location [Lat/Lon]:	46.089,10.343
Horizon:	Calculated
Database used:	PVGIS-SARAH2
PV technology:	Crystalline silicon
PV installed [kWp]:	6
System loss [%]:	14

Simulation outputs:

Slope angle [°]:	20
Azimuth angle [°]:	5
Yearly PV energy production [kWh]:	7182.55
Yearly in-plane irradiation [kWh/m²]:	1554.08
Year-to-year variability [kWh]:	314.75
Changes in output due to:	
Angle of incidence [%]:	-2.64
Spectral effects [%]:	1.34
Temperature and low irradiance [%]:	-9.21
Total loss [%]:	-22.97

Il Progettista

ing. Damiano Bonomelli

