

COMUNE DI CARINARO

PROVINCIA DI CASERTA

PERMESSO DI COSTRUIRE PER LA REALIZZAZIONE DI UN POLO LOGISTICO
DA APPROVARE IN VARIANTE AL P.U.C. DEL COMUNE DI CARINARO

*PROCEDIMENTO DELLO SPORTELLO UNICO DELLE IMPRESE (S.U.A.P.)
ART. 8 D.P.R. 07.09.2010 N. 160*

RICHIEDENTE

REDATTORE



ELABORATI:

Progetto impianti fotovoltaici - Relazione tecnica

TAVOLA
P.14

DATA
DICEMBRE
2018

SCALA

RELAZIONE TECNICA

Indice	Pag.
1 OGGETTO	2
2 DOCUMENTI DI RIFERIMENTO E DEFINIZIONI	2
2.1 Definizioni	2
2.2 Normativa e leggi di riferimento	3
3 GENERALITÀ	6
3.1 Descrizione del sito	6
3.2 Descrizione della rete elettrica	7
4 CARATTERISTICHE TECNICHE DEGLI IMPIANTI FOTOVOLTAICI	9
4.1 Generatore fotovoltaico	9
4.2 Quadri di campo	11
4.3 Quadro elettrico di comando e protezione	11
4.4 Linee Elettriche	12
4.5 protezione delle linee elettriche	13
4.5.1 Sovraccarico	13
4.5.2 Cortocircuito	13
5 DISPOSITIVO DI INTERFACCIA	14
6 DISPOSITIVI DI MISURA	15
7 IMPIANTO DI TERRA	15
8 PROTEZIONE DAI CONTATTI DIRETTI E INDIRETTI	16
9 SISTEMA DI GESTIONE E MONITORAGGIO	17
10 STRUTTURE DI SOSTEGNO DEI MODULI FOTOVOLTAICI	18
11 CALCOLO DELLA PRODUCIBILITÀ DELL'IMPIANTO	19
11.1 Risultati	19

1 OGGETTO

Il progetto di cui alla presente relazione riguarda la realizzazione di un lotto di n. 4 impianti fotovoltaici su altrettanti edifici di un nuovo polo logistico, per una potenza complessiva di 9,2 MW, nell'area industriale Aversa Nord, in Via Consortile ASI, nel territorio del Comune di Carinaro.

Ciascun impianto, destinato ad operare in parallelo alla rete elettrica di distribuzione, sarà connesso a quest'ultima in media tensione attraverso una cabina di trasformazione dedicata.

2 DOCUMENTI DI RIFERIMENTO E DEFINIZIONI

2.1 DEFINIZIONI

- Cella fotovoltaica è l'elemento base del generatore fotovoltaico, è costituita da materiale semiconduttore opportunamente trattato mediante "drogaggio", che converte la radiazione solare in elettricità;
- Modulo fotovoltaico è un insieme di celle fotovoltaiche collegate tra loro in serie e parallelo, così da ottenere valori di tensione e di corrente adatti ai comuni impieghi;
- Stringa è un insieme di moduli fotovoltaici collegati elettricamente in serie in modo da ottenere la tensione di lavoro del campo fotovoltaico;
- Campo fotovoltaico è un insieme di stinghe collegate in parallelo e montate su strutture di supporto;
- Generatore fotovoltaico è l'insieme dei sotto componenti sopra definiti, in grado di produrre energia elettrica;
- Inverter è il convertitore statico di energia elettrica da continua ad alternata (cc/ca);
- Diodo di blocco è il componente elettronico usato per evitare la circolazione di corrente inversa durante i periodi di oscuramento o di bassa produzione del generatore fotovoltaico;

- Diodo di bypass è il componente elettronico connesso in parallelo a uno o più moduli allo scopo di fornire un percorso alternativo alla corrente elettrica in caso di oscuramento o di guasto del modulo;
- Quadro di campo è l'insieme dei dispositivi di protezione tramite i quali vengono effettuate le connessioni in parallelo delle stringhe;
- Condizioni nominali sono le condizioni di temperatura e di irraggiamento solare, nelle quali sono rilevate le prestazioni dei moduli fotovoltaici, come definite dalle norme CEI EN 60904-1;
- Radiazione: energia elettromagnetica emessa dal sole come conseguenza dei processi di fusione nucleare. Si distingue in radiazione diretta, radiazione riflessa e radiazione diffusa;
- Irraggiamento: intensità della radiazione elettromagnetica incidente su una superficie unitaria;
- Latitudine: coordinata geografica (pari all'altezza del polo celeste sull'orizzonte) dalla quale dipende l'energia radiante incidente su una superficie;
- Riflettanza: porzione di radiazione incidente che una data superficie è in grado di riflettere;
- Angolo di tilt: angolo di inclinazione dei moduli fotovoltaici rispetto al piano orizzontale;
- Angolo di azimuth: posizione di una superficie rispetto all'asse N-S, considerato positivo da Sud a Ovest.

2.2 NORMATIVA E LEGGI DI RIFERIMENTO

La normativa e le leggi di riferimento sono quelle CEI ed UNI applicabili oltre alle vigenti disposizioni di legge in materia di sicurezza e prevenzione degli infortuni sul lavoro.

In particolare, l'impianto sarà conforme alle seguenti leggi e norme tecniche:

- CEI 82-25: Guida alla realizzazione di sistemi di generazione fotovoltaica collegati alle reti elettriche di Media e Bassa tensione;

- CEI 64-8: Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000 V in c.a. e a 1500 V in c.c.;
- CEI 11-20: Impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati a reti di I e II categoria;
- CEI EN 60904-1: Dispositivi fotovoltaici – Parte 1 (Misura delle caratteristiche fotovoltaiche tensione - corrente);
- CEI EN 60904-2: Dispositivi fotovoltaici – Parte 2 (Prescrizioni per le celle fotovoltaiche di riferimento);
- CEI EN 60904-3: Dispositivi fotovoltaici – Parte 3 (Misura delle caratteristiche fotovoltaiche tensione - corrente);
- CEI EN 61727: Sistemi fotovoltaici (FV) – Caratteristiche dell'interfaccia di raccordo con la rete;
- CEI EN 61215: Moduli fotovoltaici in silicio cristallino per applicazioni terrestri – Qualifica del progetto e omologazione del tipo;
- CEI EN 61000-3-2: Compatibilità elettromagnetica (EMC) – Parte 3: Limiti Sezione 2: Limiti per le emissioni di corrente armonica (apparecchiature con corrente di ingresso = 16 A per fase);
- CEI EN 60555-1: Disturbi nelle reti di alimentazione prodotti da apparecchi elettrodomestici e da equipaggiamenti elettrici simili – Parte 1: Definizioni;
- CEI EN 60439-1-2-3: Apparecchiature assiemate di protezione e manovra per bassa tensione;
- CEI EN 60445: Individuazione dei morsetti e degli apparecchi e delle estremità dei conduttori designati e regole generali per un sistema alfanumerico;
- CEI EN 60529: Gradi di protezione degli involucri (codice IP);
- CEI EN 60099-1-2: Scaricatori;
- CEI 20-19: Cavi isolati con gomma con tensione nominale non superiore a 450/750 V;
- CEI 20-20: Cavi isolati con polivinilcloruro con tensione nominale non superiore a 450/750 V;

- CEI 20-21: Calcolo delle portate dei cavi elettrici;
- CEI 81-10: Protezione delle strutture contro i fulmini;
- CEI 81-3: Valori medi del numero di fulmini a terra per anno e per chilometro quadrato;
- CEI 0-2: Guida per la definizione della documentazione di progetto per impianti elettrici;
- 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;
- UNI 10349: Riscaldamento e raffrescamento degli edifici. Dati climatici;
- UNI 8477: Energia solare. Calcolo degli apporti per applicazioni in edilizia. Valutazione degli apporti ottenibili mediante sistemi attivi o passivi;
- CEI EN 61724: Rilievo delle prestazioni dei sistemi fotovoltaici. Linee guida per la misura, lo scambio e l'analisi dei dati;
- IEC 60364-7-712: Electrical installations of buildings – Part 7-712: Requirements for special installations or locations – Solar photovoltaic (PV) power supply systems.

Oltre a tutto quanto previsto da Decreti e Delibere di cui al precedente paragrafo 1.

Qualora le sopra elencate Norme e Leggi siano state modificate o aggiornate, saranno applicate nelle versioni più recenti.

Si applicano inoltre, per quanto compatibili con quanto sopra elencato, i documenti tecnici emanati dalle Società di distribuzione di energia elettrica riportanti disposizioni applicative per la connessione di impianti fotovoltaici collegati alla rete elettrica.

3 GENERALITÀ

3.1 DESCRIZIONE DEL SITO

Il complesso industriale in cui saranno realizzati gli impianti fotovoltaici è sito in Via Consortile ASI nel territorio del comune di Carinaro, in provincia di Caserta. Il complesso è costituito da quattro edifici denominati "Opificio A", "Opificio B", "Opificio C", "Opificio D", sulle cui coperture saranno installati i moduli fotovoltaici. Gli impianti saranno destinati alla produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile per cessione a privati nell'ambito di sistemi efficienti di utenza (SEU) e/o alla rete elettrica di distribuzione e pertanto saranno collegati alla rete di distribuzione attraverso nuovi punti di connessione elettrica MT, con cabina dedicata. La tabella che segue sintetizza le caratteristiche principali dei quattro impianti:

Opificio	Potenza impianto (kW)	Orientamento moduli	Tensione di connessione (V)
A	6.277	S-E	20.000
B	956	S-E	20.000
C	869	S	20.000
D	1.130	E	20.000

Le caratteristiche geografiche del sito di installazione, del quale si riporta una vista aerea, sono le seguenti:

- Latitudine: 41,026°
- Longitudine 14,229°

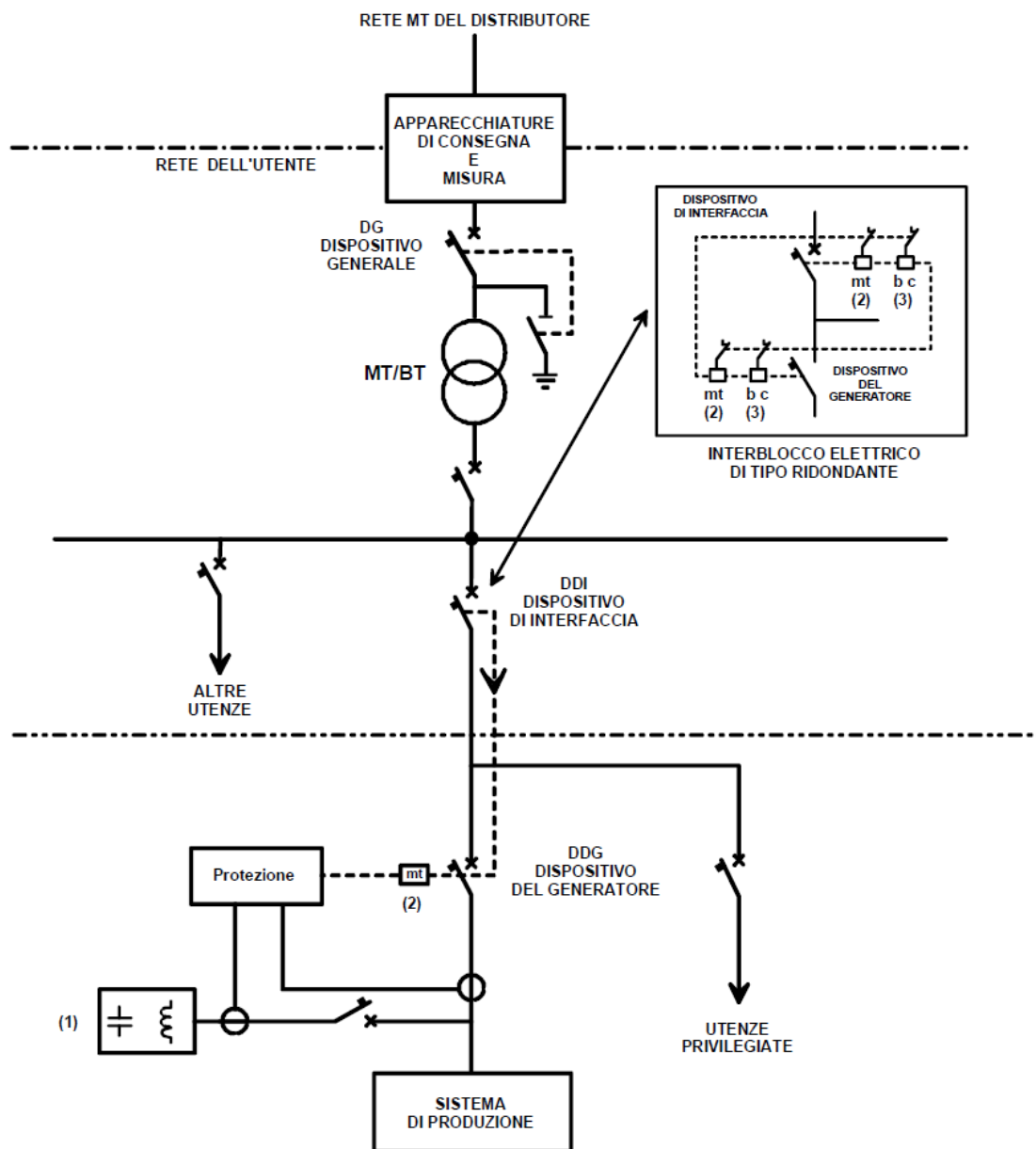


Per ciascuno degli edifici interessati dall'intervento sono state valutate le condizioni ottimali di installazione, con riferimento alle caratteristiche costruttive della copertura esistente, realizzata in elementi prefabbricati con tegoli e shed che fanno da lucernari per garantire l'illuminazione naturale all'interno dell'edificio.

3.2 DESCRIZIONE DELLA RETE ELETTRICA

Ciascun impianto fotovoltaico sarà collegato alla rete elettrica di distribuzione in media tensione attraverso un nuovo punto di connessione. La cabina di ricezione e trasformazione (locale Enel + locale misure + locale utente MT) sarà alloggiata in monobox prefabbricati conformi alle disposizioni di legge e ai requisiti Enel. Le apparecchiature MT saranno conformi alle vigenti disposizioni normative e legislative e, in particolare, alla norma CEI 0-16. L'impianto utilizzerà un trasformatore MT/bt di potenza adeguata alla potenza prevista per l'impianto fotovoltaico e rapporto di trasformazione 20000/380. Lo schema dell'impianto elettrico è riportato nella Tav. 02.

In conformità con le indicazioni della Norma CEI 0-16, per ciascun impianto fotovoltaico, il dispositivo di interfaccia sarà installato sulla bassa tensione, con possibilità di ricalzo sull'interruttore generale della Media Tensione, secondo lo schema approvato da Enel e riportato nella figura seguente:



4 CARATTERISTICHE TECNICHE DEGLI IMPIANTI FOTOVOLTAICI

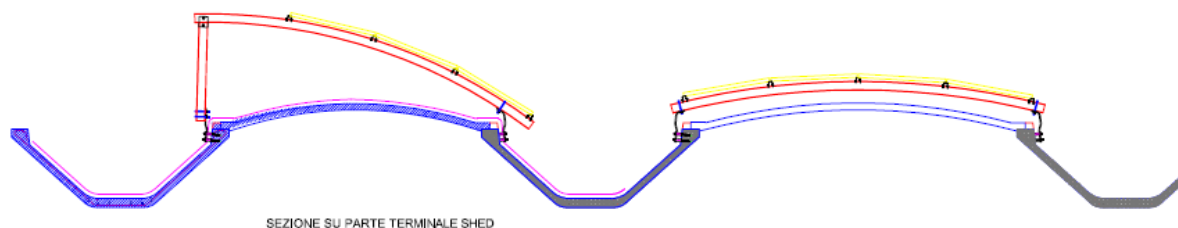
Le caratteristiche generali riportate nei paragrafi che seguono sono valide per tutti gli impianti fotovoltaici del complesso Vega 32.

Ciascun impianto comprenderà i seguenti componenti principali:

- Generatore fotovoltaico, costituito da n. 7 campi FV;
- Quadri di campo;
- Gruppi di conversione, nel numero di uno per ciascun campo FV;
- Dispositivo di interfaccia;
- Quadro elettrico di parallelo, comando e protezione;
- Dispositivi di misura;
- Linee elettriche;
- Strutture di sostegno dei moduli fotovoltaici.

4.1 GENERATORE FOTOVOLTAICO

Gli edifici sui quali saranno realizzati gli impianti di cui alla presente relazione avranno una copertura realizzata in elementi prefabbricati curvi, sui quali saranno installati i pannelli fotovoltaici secondo piani tangenti:



I pannelli fotovoltaici saranno in silicio cristallino, ad elevata efficienza, di potenza 275 Wp. Essi saranno collegati in serie da 20 o da 23 pannelli, in funzione della distribuzione topologica sulle coperture. Le stringhe così formate saranno collegate agli ingressi degli inverter in funzione dell'inclinazione dei pannelli fotovoltaici: per

ciascuna inclinazione è previsto un modulo di inverter con un proprio MPPT, in modo da garantire il massimo rendimento per ogni inclinazione.

Ciascuna stringa sarà sezionabile e provvista di fusibile di protezione, e ciascun modulo sarà provvisto di diodi di by-pass.

Il parallelo delle stringhe sarà provvisto di protezioni contro le sovratensioni e scariche atmosferiche, e di idoneo sezionatore per il collegamento al gruppo di conversione.

Gli inverter scelti sono del tipo TL ("transformerless") al fine di ridurre le perdite di rete. Gli inverter saranno collocati in locale prefabbricato adiacente alla relativa cabina di trasformazione.

I gruppi di conversione previsti sono basati su inverter a commutazione forzata, con tecnica PWM, privi di clock o riferimenti interni e in grado di operare in modo completamente automatico e di inseguire il punto di massima potenza del generatore fotovoltaico. In funzione delle condizioni di insolazione e della presenza della rete ai valori previsti, l'inverter si avvierà e, dopo essersi connesso alla rete tramite un interruttore, inizierà ad erogare l'energia proveniente dal campo fotovoltaico. Un microprocessore provvederà ad eseguire la ricerca del punto di massima potenza (MPPT, Maximum Power Point Tracking) del generatore fotovoltaico corrispondente all'insolazione del momento. La ricerca avverrà per successivi e rapidi tentativi che metteranno in breve tempo gli inverter in condizione di estrarre dal generatore la massima potenza.

I livelli di tensione, frequenza e impedenza di rete saranno costantemente monitorati allo scopo di assicurare un funzionamento sicuro e l'apertura dell'interruttore di rete, nel caso in cui questi livelli escano dai campi prefissati.

La mancanza di insolazione ovvero della rete porrà l'inverter in «stand-by», con la pronta ripartenza al ritorno di entrambe le grandezze ai valori previsti.

In caso di guasto o interruzione volontaria dell'erogazione di energia elettrica dalla rete, l'inverter interromperà immediatamente l'erogazione, in modo da evitare pericolose tensioni sulle linee.

Ciascun inverter è dotato di un display che visualizzerà la quantità di energia prodotta dall'impianto e le rispettive ore di funzionamento; inoltre, lo stato di funzionamento sarà

direttamente monitorabile con estrema semplicità grazie alla presenza del pannello ottico LED a bordo macchina.

L'impianto sarà dotato di dispositivi di comando e protezione in corrispondenza degli ingressi e delle uscite dei cavi dall'inverter, nonché di apparecchiature in grado di attuare i comandi provenienti dal dispositivo di interfaccia.

4.2 QUADRI DI CAMPO

Il parallelo delle stringhe sarà provvisto di protezioni contro le sovratensioni e di idoneo sezionatore per il collegamento al gruppo di conversione.

Nei quadri di campo (un quadro per ciascun MPPT) saranno alloggiati i fusibili di protezione delle singole stringhe, nonché gli scaricatori di sovratensione ed il sezionatore per il collegamento al gruppo di conversione.

Ciascun quadro di campo, che potrà essere anche del tipo pre-cablato, dovrà essere equipaggiato con il sistema di controllo e monitoraggio delle stringhe, con numero di ingressi idoneo alla dimensione del generatore fotovoltaico in oggetto.

4.3 QUADRO ELETTRICO DI COMANDO E PROTEZIONE

Il sistema fotovoltaico sarà collegato al quadro elettrico di protezione inverter e di interfaccia, che farà capo alla cabina dedicata a ciascuno dei quattro impianti. In particolare è previsto un interruttore magnetotermico di adeguate caratteristiche (corrente nominale e potere di interruzione) per ciascuno degli inverter.

Il quadro conterrà i dispositivi di manovra e protezione necessari al corretto funzionamento del sistema fotovoltaico, opportunamente dimensionati in relazione alle caratteristiche elettriche degli altri componenti, compreso il dispositivo di interfaccia di cui al capitolo 5.

Tutte le parti in tensione degli interruttori e delle apparecchiature di protezione elettrica saranno protette con pannelli metallici modulari, sui quali saranno riportate le sigle degli interruttori e protezioni.

Il contatore di produzione e il dispositivo di interfaccia, invece, installati sulla parte alta del quadro e saranno manovrabili dal fronte del quadro.

Il quadro, corredato di targa indelebile riportante le indicazioni del costruttore e dell'installatore, dello schema multifilare elettrico e dello schema funzionale, sarà ubicato in prossimità del gruppo di conversione, o in altro ambiente idonei e di facile accessibilità concordato il Committente.

Per approfondimenti si rimanda allo schema elettrico riportato negli elaborati grafici allegati.

4.4 LINEE ELETTRICHE

Per i collegamenti elettrici sarà utilizzato cavo di tipo e di sezione adeguata ai livelli delle correnti e delle cadute di tensione.

Per le connessioni tra moduli fotovoltaici sarà utilizzato cavo solare unipolare con sistema Multicontact 1x6 mm². Utilizzando moduli FV in classe di isolamento II, non è previsto il collegamento degli stessi all'impianto di terra.

Il cablaggio tra i dispositivi di manovra e protezione all'interno del quadro sarà realizzato con cavo unipolare isolato in PVC, tipo N07V-K, di sezione minima 6 mm².

Le linee elettriche di connessione dei vari dispositivi saranno dimensionate in funzione delle potenze e delle lunghezze, in base ai criteri sintetizzati di seguito:

- Caduta di tensione massima per le tratte in corrente continua: 1,5%
- Caduta di tensione massima per le tratte in corrente alternata: 2%
- Correzione della portata dei cavi in funzione dei seguenti parametri:
 - temperatura ambiente diversa da quella di riferimento
 - circuiti adiacenti e/o numero di strati
 - profondità di posa diversa da quella di riferimento
 - contributo di terza armonica (fase o neutro).

4.5 PROTEZIONE DELLE LINEE ELETTRICHE

4.5.1 Sovraccarico

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

$$(1) \quad I_B \leq I_n \leq I_Z \qquad (2) \quad I_f \leq 1,45 I_Z$$

In cui:

I_B = corrente di impiego del circuito

I_Z = portata in regime permanente della conduttura

I_n = corrente nominale del dispositivo di protezione

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

Per la parte in corrente continua del sistema non si prevede la protezione contro i 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 corto circuito). È quindi condizione sufficiente la verifica della relazione $I_B \leq I_Z$.

Per la parte di impianto in corrente alternata, a valle degli inverter, si sono scelti, quali apparecchiature di protezione delle linee, interruttori automatici magnetotermici con corrente nominale I_n tale da rispettare la relazione (1) di cui sopra. Ciò comporta automaticamente il rispetto anche della condizione (2), poiché per gli interruttori in commercio è sempre verificata la condizione $I_f \leq 1,45 I_n$.

4.5.2 Cortocircuito

Per la parte del circuito in corrente continua la protezione contro il cortocircuito è assicurata dalla caratteristica di generazione tensione-corrente dei moduli fotovoltaici, che limita la corrente di cortocircuito a un valore noto e di poco superiore alla corrente massima erogabile nel punto di funzionamento a massima potenza.

Per la parte di impianto in corrente alternata, occorre proteggere le condutture dalle correnti di cortocircuito di ritorno dalla rete di collegamento. Bisogna quindi verificare due condizioni:

- sul potere di interruzione del dispositivo di collegamento alla rete, che deve risultare maggiore del valore della massima corrente di cortocircuito presunta nel punto di installazione;
- sull'energia passante $I^2t \leq K^2 S^2$, ricorrendo alla curva caratteristica del dispositivo di protezione scelto, le sezioni di cavo adottate e le correnti di corto circuito nel punto di allacciamento alla rete di collegamento.

Si sono quindi scelte apparecchiature di protezione che rispettano le condizioni su elencate, risultando coordinate sia col valore delle correnti di corto circuito che con il tipo e la sezione dei cavi.

5 DISPOSITIVO DI INTERFACCIA

La protezione di interfaccia ha lo scopo di separare la parte di impianto Utente attivo comprendente il generatore in caso di:

- guasti esterni alla rete di Utente (dopo l'apertura dell'interruttore di CP in testa linea);
- apertura dell'interruttore di CP in testa alla linea.

A tale fine, sono impiegate protezioni di:

- minima/massima frequenza;
- minima/massima tensione;
- massima tensione omopolare.

Per consentire una più affidabile esclusione del gruppo in caso di anomalie e/o guasti, è necessario che la protezione di interfaccia sia in grado di ricevere segnali esterni finalizzati alla abilitazione/disabilitazione di una o più soglie protettive.

Il Sistema di Protezione di Interfaccia deve prevedere:

- una protezione di minima tensione;
- una protezione di massima tensione;
- una protezione di minima frequenza;
- una protezione di massima frequenza;
- una protezione di massima tensione omopolare;

- un relé di scatto.

Il dispositivo di interfaccia sul quale agiranno le protezioni, così come previste dalla citata norma CEI 11-20, interromperà il collegamento in parallelo alla rete nel caso in cui dovessero riscontrarsi scostamenti della frequenza o della tensione dal range di funzionamento della rete stessa.

Le protezioni agenti sul dispositivo di interfaccia saranno corredate di una certificazione di tipo, emessa da un organismo accreditato.

La rispondenza dei dispositivi di interfaccia ai requisiti normativi sarà attestata da "Dichiarazione di conformità". Tale Dichiarazione di conformità sarà emessa a cura e responsabilità del costruttore, nella forma di autocertificazione da parte del Costruttore, redatta ai sensi dell'articolo 47 del DPR 28 dicembre 2000, n. 445, e deve essere consegnata insieme alla documentazione as-built dell'impianto. La "Dichiarazione di conformità" dell'apparecchiatura conterrà tutte le informazioni necessarie all'identificazione del dispositivo.

6 DISPOSITIVI DI MISURA

L'energia elettrica prodotta da ciascun impianto fotovoltaico sarà misurata all'uscita del gruppo di conversione della corrente continua in corrente alternata e quindi in corrispondenza del dispositivo generale del quadro di protezione e interfaccia; l'energia ceduta alla rete sarà misurata in corrispondenza del punto di connessione MT.

I sistemi di misura saranno installati a cura del Gestore di Rete, che sarà anche il responsabile della raccolta e validazione dei dati.

Eventuali altri strumenti di misura saranno installati in caso di cessione dell'energia elettrica a clienti finali all'interno degli edifici.

7 IMPIANTO DI TERRA

Il sistema in corrente continua, di tipo flottante (cioè isolato rispetto al potenziale del terreno) e di categoria I, si configura come un sistema IT. Il dispositivo di controllo dell'isolamento è integrato nell'inverter.

Tutti i cavi utilizzati per i conduttori attivi saranno a doppio isolamento. Tutte le masse facenti parte di apparecchiature di classe I, ossia gli eventuali involucri metallici dei quadri e degli inverter (quando si tratti di componenti non a doppio isolamento), saranno collegate al nodo equipotenziale mediante un conduttore PE di colore giallo-verde e di sezione opportuna, secondo la tabella seguente:

Sezione dei conduttori di potenza S (mm ²)	Sezione minima del conduttore di protezione Sp (mm ²)
$S \geq 16$	$Sp = S$
$16 < S \leq 35$	16
$S > 35$	$Sp = S / 2$

I conduttori di protezione a valle dei quadri di parallelo stringhe e degli inverter avranno una sezione minima di 16 mm², poiché ad essi saranno collegati i limitatori di sovratensione (SPD) previsti all'interno di tali apparecchiature.

8 PROTEZIONE DAI CONTATTI DIRETTI E INDIRETTI

Per la protezione dai contatti diretti si impiegheranno le misure di protezione totali previste dalle norme CEI 64-8, ovvero l'isolamento e gli involucri e barriere protettive.

L'isolamento, limitato a quello principale nel caso di apparecchiature di Classe I, doppio o rinforzato per le apparecchiature di classe II, sarà sempre adeguato alla tensione nominale e verso terra del sistema elettrico, nonché idoneo a resistere alle sollecitazioni meccaniche, agli sforzi elettrodinamici e termici e alle alterazioni chimiche cui può essere esposto durante l'esercizio. Nel caso siano possibili sollecitazioni meccaniche superiori alla resistenza dei cavi o componenti isolati, si impiegheranno idonee protezioni meccaniche addizionali.

Il grado IP degli involucri e delle barriere protettive sarà sempre adeguato al luogo e alle condizioni di installazione.

Per quanto riguarda la protezione dai contatti indiretti, il sistema in c.c. è, come detto sopra, di tipo IT, per cui la corrente di primo guasto a terra assumerà valori talmente modesti da rendere facilmente verificata la condizione $R_T I_d \leq U_L$ (con R_T resistenza di terra, I_d corrente di guasto a terra, U_L valore limite della tensione di contatto). I controllori di isolamento integrati negli inverter assicureranno la segnalazione

dell'eventuale primo guasto a terra, in modo da scongiurare la possibilità che si verifichi un secondo guasto a terra.

Il sistema in c.a. a valle dell'inverter è invece del tipo TN-S, e per esso si verificherà il rispetto della nota relazione $Z_g \leq U_0 / I_{5s}$ (con Z_g impedenza dell'anello di guasto, U_0 tensione verso terra del sistema, I_{5s} corrente di intervento in 5 s del dispositivo di protezione).

9 SISTEMA DI GESTIONE E MONITORAGGIO

Ciascun impianto fotovoltaico sarà gestito e telecontrollato attraverso l'equipaggiamento degli inverter con opportune schede di controllo e un idoneo software, che ne consentirà il monitoraggio in modo semplice e veloce attraverso una interfaccia utente di facile utilizzo. Il pC di controllo sarà ubicato presso uffici tecnici della società Marican Vega 32.

Oltre a consentire le funzioni di semplice monitoraggio, per una opportuna memorizzazione, visualizzazione, valutazione e confronto di tutti i più importanti dati di funzionamento dei generatori fotovoltaici e degli inverter, il software sarà configurato per consentire la gestione e l'assistenza da remoto da parte dell'operatore, (ad esempio eseguendo comandi e test) con verifiche di funzionamento degli inverter e l'eventuale distacco per messa in sicurezza di parte o di tutto l'impianto. In tal caso il gestore potrà controllare più impianti in funzionamento remoto, senza dover inviare personale nei vari siti per visite di verifica, con gli inevitabili aggravii dei costi di manutenzione degli impianti.

Le principali caratteristiche del sistema di monitoraggio sono:

- Controllo dei gruppi di conversione (inverter);
- Controllo delle singole stringhe di moduli fotovoltaici;
- Controllo delle variabili ambientali;
- Supervisione remota degli impianti;
- Visualizzazione di trend per studio delle statistiche di impianto.

10 STRUTTURE DI SOSTEGNO DEI MODULI FOTOVOLTAICI

La struttura di supporto dei moduli fotovoltaici sarà realizzata in tubolari di acciaio di spessore minimo 3 mm zincato a caldo secondo ISO 1461 dopo lavorazione. La struttura sarà sagomata secondo la curvatura degli elementi prefabbricati della copertura in modo da garantire che i pannelli fotovoltaici siano installati secondo piani tangenti agli elementi della copertura, in modo da minimizzare l'impatto visivo degli impianti.

Tali strutture saranno vincolate agli elementi prefabbricati della copertura dell'edificio attraverso piastre in acciaio zincato a caldo e adeguati tasselli ad ancoraggio chimico, fissati alle pareti verticali degli elementi prefabbricati e opportunamente sigillati in modo da garantire il minimo impatto sull'impermeabilizzazione della copertura dell'edificio.

11 CALCOLO DELLA PRODUCIBILITA' DELL'IMPIANTO

La produzione energetica di ciascun impianto è stata calcolata a partire dai seguenti dati, riferiti ai siti di interesse e alle relative caratteristiche geografiche e strutturali:

- Radiazione giornaliera media mensile su superficie orizzontale (kWh/mq/giorno);
- Caratteristiche del sito (latitudine e riflettanza al suolo);
- Esposizione dei generatori PV (angolo di tilt e angolo di azimuth);
- Caratteristiche dei generatori PV (Potenza nominale e perdite);
- Caratteristiche dei gruppi di conversione (Efficienza inverter).

A partire dai dati di ingresso sono stati desunti i seguenti dati:

- Radiazione giornaliera media mensile incidente sul generatore PV (kWh/mq/giorno);
- Rapporto tra l'energia incidente sul generatore PV e quella incidente sulla superficie orizzontale;
- Energia producibile dall'impianto PV (kWh/anno).

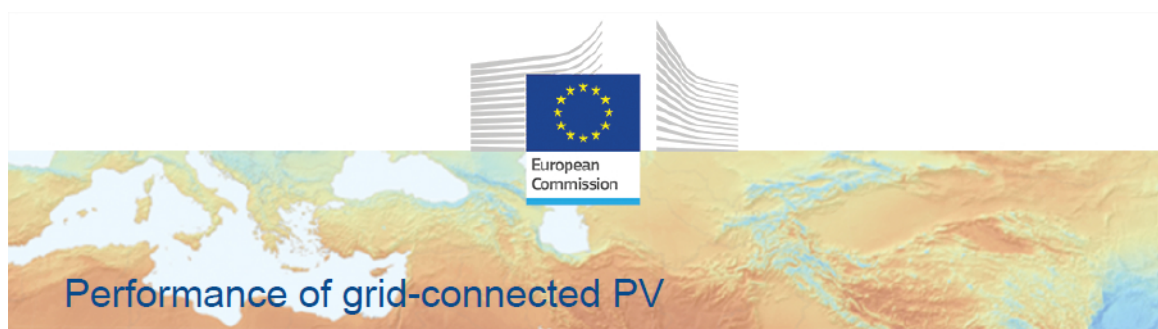
Il calcolo della producibilità dell'impianto è stato condotto con l'ausilio del software PVGIS-5 messo a disposizione online dalla European Commission (<http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis.html>); si tratta di uno strumento utile a determinare, in prima approssimazione, la possibile produzione di un impianto fotovoltaico, stabiliti il sito di installazione, l'orientamento e l'inclinazione dei moduli fotovoltaici, la potenza dell'impianto.

11.1 RISULTATI

I risultati dell'elaborazione sono riportati, per ciascun impianto, nelle tabelle seguenti.

Le elaborazioni sono state condotte assumendo un angolo medio di inclinazione dei moduli fotovoltaici di 20°. Per ciascun impianto le sintesi che seguono riportano l'irraggiamento sul piano dei moduli, la producibilità specifica (kWh/kW) e i relativi grafici mensili.

Opifici A e B:



PVGIS-5 estimates of solar electricity generation:

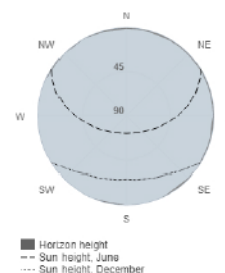
Provided inputs:

Latitude/Longitude: 41.026, 14.229
 Horizon: Calculated
 Database used: PVGIS-CMSAF
 PV technology: Crystalline silicon
 PV installed: 1 kWp
 System loss: 14 %

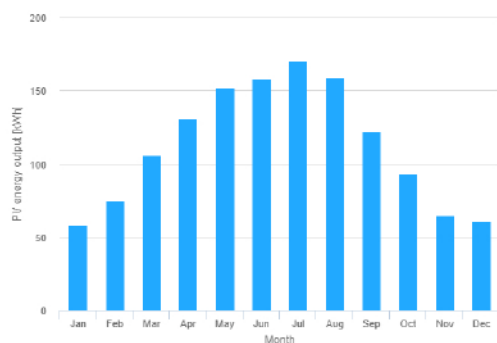
Simulation outputs

Slope angle: 20 °
 Azimuth angle: 45 °
 Yearly PV energy production: 1350 kWh
 Yearly in-plane irradiation: 1810 kWh/m²
 Year to year variability: 39.80 %
 Changes in output due to:
 Angle of incidence: -3 %
 Spectral effects: 0.8 %
 Temperature and low irradiance: -11.5 %
 Total loss: -25.6 %

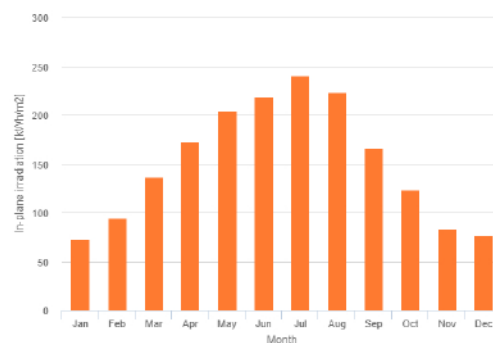
Outline of horizon at chosen location:



Monthly energy output from fix-angle PV system:



Monthly in-plane irradiation for fixed-angle:



Monthly PV energy and solar irradiation

Month	Em	Hm	SDm
January	58.1	73.2	7.4
February	75	94.6	9.65
March	106	136	13.2
April	131	173	7.99
May	152	205	8.37
June	158	219	7.4
July	170	240	6.88
August	159	223	6.69
September	122	166	7.03
October	93.3	123	9.3
November	64.6	83	9.74
December	60.8	76.9	8.35

Em: Average monthly electricity production from the given system [kWh].

Hm: Average monthly sum of global irradiation per square meter received by the modules of the given system [kWh/m²].

SDm: 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.
 This information is (i) of a general nature only and is not intended to address the specific circumstances of any particular individual or entity, (ii) not necessarily comprehensive, complete, accurate or up-to-date, (iii) sometimes linked to external sites over which the Commission services have no control and for which the Commission assumes no responsibility, (iv) not professional or legal advice (if you need specific advice, you should always consult a suitably qualified professional).
 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.

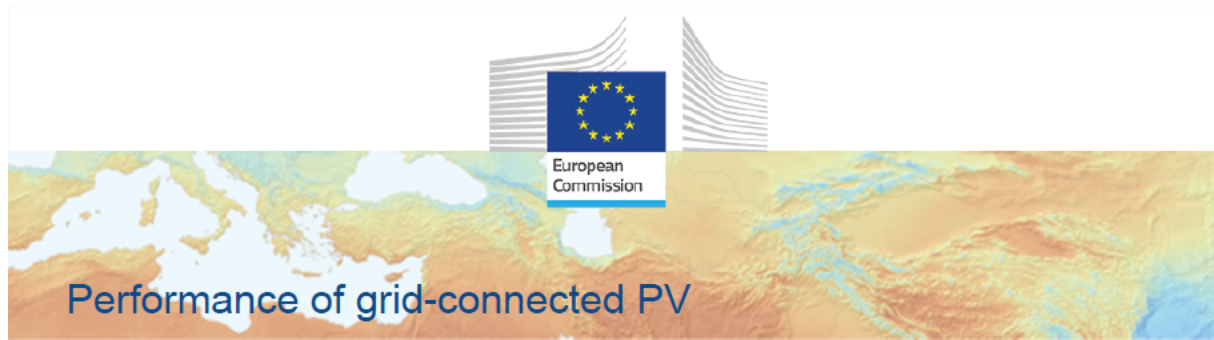
Joint
Research
Centre

PVGIS ©European Union, 2001-2017.

Reproduction is authorised, provided the source is acknowledged, save where otherwise stated.

Report generated on 2018/12/18

Opificio C



PVGIS-5 estimates of solar electricity generation:

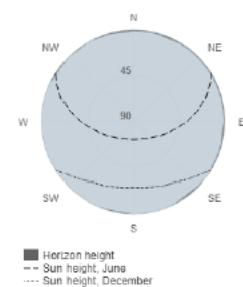
Provided inputs:

Latitude/Longitude: 41.026, 14.229
 Horizon: Calculated
 Database used: PVGIS-CMSAF
 PV technology: Crystalline silicon
 PV installed: 1 kWp
 System loss: 14 %

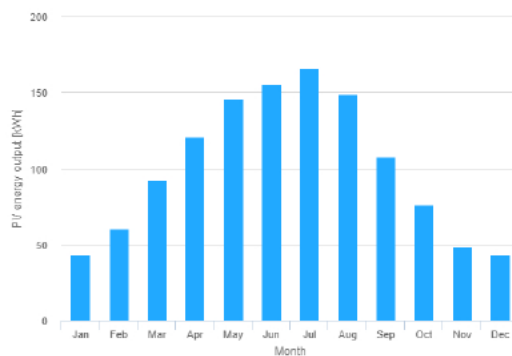
Simulation outputs

Slope angle: 20 °
 Azimuth angle: 90 °
 Yearly PV energy production: 1210 kWh
 Yearly in-plane irradiation: 1630 kWh/m²
 Year to year variability: 33.10 %
 Changes in output due to:
 Angle of incidence: -3.6 %
 Spectral effects: 0.8 %
 Temperature and low irradiance: -11.2 %
 Total loss: -25.8 %

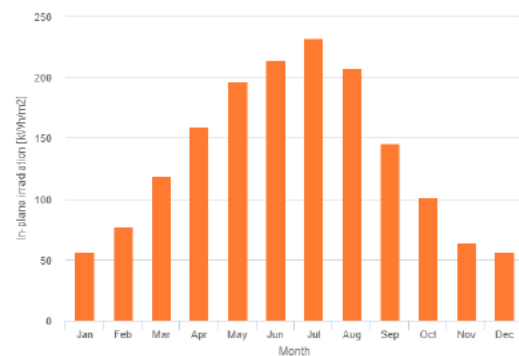
Outline of horizon at chosen location:



Monthly energy output from fix-angle PV system:



Monthly in-plane irradiation for fixed-angle:



Monthly PV energy and solar irradiation

Month	Em	Hm	SDm
January	43.2	56.1	4.77
February	60.4	76.8	6.97
March	92.4	118	10.8
April	121	159	7.05
May	146	196	7.81
June	155	214	7.2
July	166	232	6.58
August	149	207	6.19
September	108	146	6.07
October	76.1	101	6.79
November	48.7	64	6.25
December	42.7	56	4.87

Em: Average monthly electricity production from the given system [kWh].

Hm: Average monthly sum of global irradiation per square meter received by the modules of the given system [kWh/m²].

SDm: 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. This information is (i) of a general nature only and is not intended to address the specific circumstances of any particular individual or entity, (ii) not necessarily comprehensive, complete, accurate or up to date, (iii) sometimes linked to external sites over which the Commission services have no control and for which the Commission assumes no responsibility, (iv) not professional or legal advice (if you need specific advice, you should always consult a suitably qualified professional). 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.

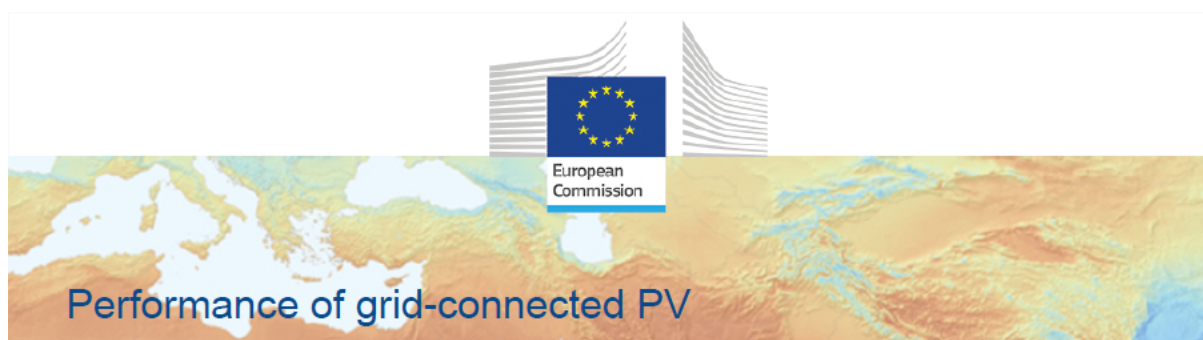
Joint
Research
Centre

PVGIS ©European Union, 2001-2017.

Reproduction is authorised, provided the source is acknowledged, save where otherwise stated.

Report generated on 2018/12/18

Opificio D



PVGIS-5 estimates of solar electricity generation:

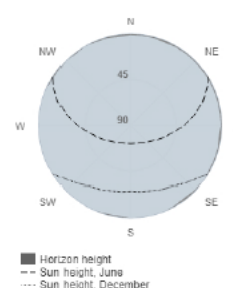
Provided inputs:

Latitude/Longitude: 41.026, 14.229
 Horizon: Calculated
 Database used: PVGIS-CMSAF
 PV technology: Crystalline silicon
 PV installed: 1 kWp
 System loss: 14 %

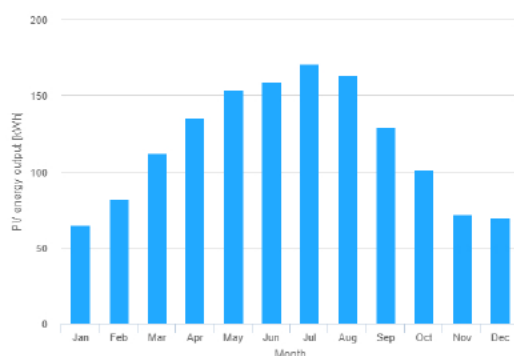
Simulation outputs

Slope angle: 20 °
 Azimuth angle: 0 °
 Yearly PV energy production: 1410 kWh
 Yearly in-plane irradiation: 1900 kWh/m²
 Year to year variability: 41.60 %
 Changes in output due to:
 Angle of incidence: -2.9 %
 Spectral effects: 0.9 %
 Temperature and low irradiance: -11.6 %
 Total loss: -25.6 %

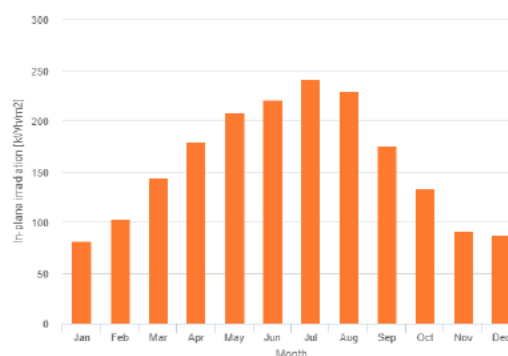
Outline of horizon at chosen location:



Monthly energy output from fix-angle PV system:



Monthly in-plane irradiation for fixed-angle:



Monthly PV energy and solar irradiation

Month	Em	Hm	SDm
January	65.1	81.6	8.6
February	81.4	103	10.7
March	112	144	13.6
April	135	179	8.1
May	154	208	8.37
June	159	221	7.22
July	171	241	7.05
August	163	229	6.8
September	129	176	7.27
October	101	134	10.7
November	71.7	91.6	11.1
December	69.5	87.1	9.65

Em: Average monthly electricity production from the given system [kWh].

Hm: Average monthly sum of global irradiation per square meter received by the modules of the given system [kWh/m²].

SDm: 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.
 This information is (i) of a general nature only and is not intended to address the specific circumstances of any particular individual or entity, (ii) not necessarily comprehensive, complete, accurate or up to date, (iii) sometimes linked to external sites over which the Commission services have no control and for which the Commission assumes no responsibility, (iv) not professional or legal advice (if you need specific advice, you should always consult a suitably qualified professional).
 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.

Joint
Research
Centre

PVGIS ©European Union, 2001-2017.

Reproduction is authorised, provided the source is acknowledged, save where otherwise stated.

Report generated on 2018/12/18

Per la valutazione dei benefici di natura ambientale conseguibili con la realizzazione dell'impianto fotovoltaico, si considera che per ogni kWh elettrico al contatore di un utente occorre bruciare circa 0,25 kg di combustibili fossili, con produzione di 0,53 kg di anidride carbonica.

La tabella che segue sintetizza i dati complessivi di producibilità e di emissioni evitate:

Opificio	Potenza impianto (kW)	Orientamento	Producibilità specifica (kWh/kW)	Produzione attesa (MWh/anno)	Emissioni evitate (T)
A	6.227,10	SE	1350	8.406,59	4.455,49
B	955,90	SE	1350	1.290,47	683,95
C	869,00	E	1210	1.051,49	557,29
D	1.129,70	S	1410	1.592,88	844,22