



UNIONE EUROPEA
Fondo Europeo Agricolo
per lo Sviluppo Rurale



Assessorato Agricoltura



CONSORZIO DI BONIFICA "VELIA"

Località Piano della Rocca, 84060

Prignano Cilento (SA)

Tel. 0974/837206 - Fax. 0974/837154 - Pec: consorziovelia@pec.it - www.consorziovelia.com

PSR CAMPANIA 2014 - 2020 / Tipologia di intervento 4.3.2 - Az. B
Sostegno alla realizzazione di impianti da fonti rinnovabili
per incrementare la copertura del fabbisogno energetico
degli impianti collettivi di irrigazione

PROGRAMMA ENERGIA (F.E.R.)

Fotovoltaico Vasca Prignano

CUP - E13D23000320005

Livello di progettazione

Documento Fattibilità A. P. Fattib. tecnico - economica Progetto esecutivo

Cod. elaborato	Scala	Data	Revisione
A2.2	-	Febbraio 2024	<input type="checkbox"/> 1 <input type="checkbox"/> 2 <input type="checkbox"/> 3 <input type="checkbox"/> 4 <input type="checkbox"/> 5 <input type="checkbox"/> 6

Titolo elaborato

Relazione tecnica con schema unifilare

TIPOLOGIA ELABORATO	<input checked="" type="checkbox"/> Descrittivo	<input type="checkbox"/> Grafico	<input type="checkbox"/> Calcolo
<input type="checkbox"/> Economico	<input type="checkbox"/> Sicurezza	<input type="checkbox"/> Disciplinare/Contrattuale	<input type="checkbox"/> Altro

R.U.P.

Consorzio di Bonifica "Velia"
Arch. Alfredo Loffredo

PROGETTISTA

Velia Ingegneria e Servizi Srl
Ing. Isidoro Silenzio

Riferimenti archivio digitale: 050b/Ve.Ing.

RELAZIONE TECNICA CON SCHEMA UNIFILARE

Premessa

L'iniziativa progettuale ha come obiettivo la realizzazione di un impianto fotovoltaico da 99,75 kW di potenza, installato sulla copertura di una struttura esistente, ubicata nel territorio comunale di Prignano Cilento (SA), lungo la SP113 denominata Via Alento, nei pressi della diga Alento. L'energia elettrica prodotta dall'impianto sarà interamente ceduta alla rete elettrica nazionale.

La presente relazione ha come obiettivo la descrizione tecnica dell'impianto fotovoltaico da realizzare e di tutte le apparecchiature e i collegamenti elettrici necessari al suo regolare funzionamento, nel rispetto della normativa tecnica di settore, nonché la descrizione relativa alla realizzazione delle strutture di sostegno dei moduli fotovoltaici.



Figura 1 - Inquadramento su ortofoto con indicazione dell'area di intervento

Descrizione dell'impianto al fine della sua identificazione

Caratteristiche principali

L'impianto per la trasformazione dell'energia solare in energia elettrica si compone di 210 moduli fotovoltaici in silicio monocristallino da 475 W_p cadauno (efficienza 22,3%), per una potenza di picco complessiva pari a 99,75 kW_p, organizzati su un'area di circa 655 m².

Il generatore fotovoltaico è ottenuto collegando 14 stringhe di 15 moduli. Le stringhe sono collegate ad un solo inverter, sezionabile e provvisto di diodo di blocco, ed è costituito da

14 serie di 15 moduli. Le stringhe sono collegate sull'inverter a n. 10 MPPT separati. È prevista l'installazione di n. 1 inverter.

Tra le varie file di stringhe è stata prevista una fascia libera di 50 cm al fine di consentire in maniera agevole il passaggio del personale addetto alle operazioni di manutenzione.

La disposizione planimetrica dei moduli fotovoltaici è stata realizzata in modo da evitare il più possibile gli ombreggiamenti degli elementi di interferenza rilevati in fase di sopralluogo. Sono stati, infatti, individuati n. 4 sfiati lungo l'asse est-ovest nella parte centrale della copertura. Di conseguenza, le stringhe fotovoltaiche sono state disposte ad una distanza di circa 2 m dai suddetti sfiati, ripartendole in due gruppi, uno da n. 3 stringhe e l'altro da n. 11 stringhe, come si evince anche in Figura 2.

Ciascun modulo è provvisto di diodi di by-pass. Dette stringhe sono provviste di scaricatori di tensione per la protezione contro le sovratensioni.

Il quadro elettrico contenente i suddetti componenti, oltre ad essere conforme alle norme vigenti, deve possedere un grado di protezione adeguato alle caratteristiche ambientali del suo sito d'installazione (serie 40 CD, IP65/54).

Il generatore fotovoltaico sarà gestito come sistema IT.

Il gruppo di conversione è idoneo al trasferimento della potenza dal generatore fotovoltaico alla rete, in conformità ai requisiti normativi tecnici e di sicurezza applicabili. I valori della tensione e della corrente di ingresso del gruppo di conversione sono compatibili con quelli del generatore fotovoltaico, mentre i valori della tensione e della frequenza in uscita sono compatibili con quelli della rete alla quale viene connesso l'impianto. Il gruppo di conversione è basato su inverter a commutazione forzata, con tecnica PWM, privo di clock e/o riferimenti interni, e in grado di operare in modo completamente automatico e di inseguire il punto di massima potenza (MPPT), per ogni singola stringa/due stringhe, del generatore fotovoltaico.

Il collegamento del gruppo di conversione alla rete elettrica sarà effettuato a valle del dispositivo generale della rete di utente. La fornitura in questione sarà in BT.

L'impianto, inoltre, sarà dotato di una apparecchiatura che visualizzi la quantità di energia prodotta dall'impianto e le rispettive ore di funzionamento.

Nell'elaborato grafico "Schema elettrico del sistema" (allegato alla fine della presente relazione) è riportato lo schema di collegamento dell'impianto alla rete elettrica di distribuzione, nel caso tipico di applicazione del regime di scambio sul posto dell'energia elettrica.

I componenti dell'impianto fotovoltaico collegato in parallelo alla rete sono:

- moduli fotovoltaici
- strutture di sostegno dei moduli fotovoltaici (zavorre)
- convertitore statico corrente continua / corrente alternata
- quadro di parallelo e di distribuzione
- cavi elettrici e cablaggio
- quadro di interfaccia con la società distributrice
- sistema di controllo e monitoraggio

L'inclinazione dei moduli risultante sarà di 15° rispetto al piano orizzontale con direzione 0° sud.

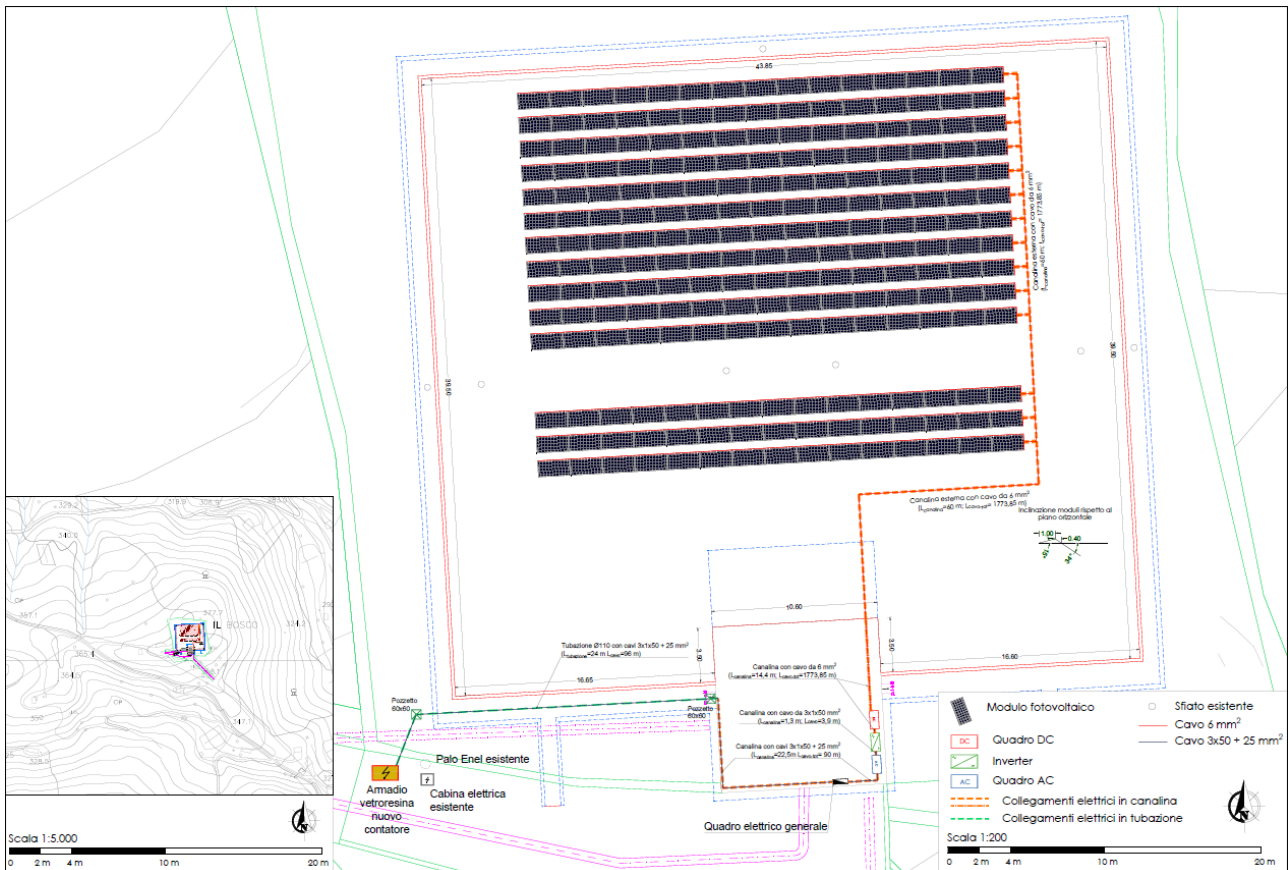
Quadri, linee elettriche e cavidotti

Tra i moduli fotovoltaici e l'inverter saranno installati n. 1 quadro DC. Tale dispositivo serve ad interrompere, in caso di manutenzione, il flusso di corrente continua verso l'inverter. Esso, inoltre, serve a proteggere l'impianto contro le sovracorrenti e sovratensioni. Saranno realizzati idonei collegamenti elettrici tra tale dispositivo e i moduli fotovoltaici alloggiando i cavi all'interno di tubazioni posate esternamente sulla superficie in calcestruzzo della copertura, senza ricorrere all'impiego di scavi.

PROGRAMMA ENERGIA (F.E.R.)

Fotovoltaico (vasca Prignano) - CUP: E13D23000320005

A valle dell'inverter verrà installato n. 1 quadro AC. Tale dispositivo è indispensabile per assicurare sicurezza sia all'impianto fotovoltaico che all'impianto elettrico già esistente. Il quadro AC è posto tra l'inverter ed il gruppo di misura (contatore) accompagnato da un quadro elettrico generale e serve ad interrompere, in caso di manutenzione, il flusso di corrente alternata sia in ingresso che in uscita. I collegamenti elettrici tra tale dispositivo e il gruppo di misura (contatore) saranno realizzati alloggiando i cavi all'interno di tubazioni e/o canaline installate a parete e/o a soffitto. Per maggiori specifiche si faccia riferimento all'elaborato D1.



Strutture di sostegno

L'impianto fotovoltaico verrà posato, come già specificato, sulla copertura di una struttura esistente. I pannelli non saranno direttamente ancorati al solaio di copertura, bensì, per garantire un'inclinazione di 15° rispetto all'orizzontale, verranno utilizzate delle zavorre in calcestruzzo armato, materiale che permette una bassissima usura nel tempo e la capacità di resistere alle perturbazioni più intense. L'utilizzo di tale tecnologia permette di garantire l'inclinazione da progetto e di evitare fissaggi diretti sul solaio di copertura, scongiurando così eventuali problemi di infiltrazione futura derivanti dal danneggiamento dell'isolamento della struttura.

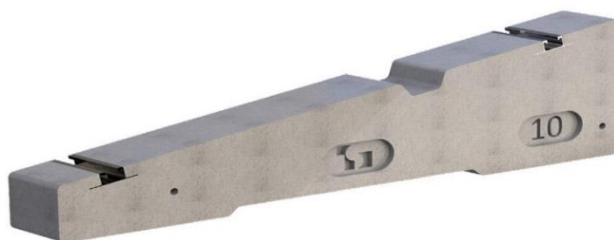


Figura 3 – Esempio di struttura di sostegno a zavorra in calcestruzzo armato



Figura 4 – Esempio di posa dei pannelli su strutture di sostegno a zavorra in calcestruzzo armato

Normativa di riferimento

La normativa e le leggi di riferimento da rispettare per la progettazione e realizzazione degli impianti di pompaggio e fotovoltaici sono:

- norme CEI/IEC per la parte elettrica convenzionale;
- norme CEI/IEC e/o JRC/ESTI per i moduli fotovoltaici;
- conformità al marchio CE per i moduli fotovoltaici e il gruppo di conversione;
- UNI 10349 per il dimensionamento del generatore fotovoltaico;
- UNI/ISO per le strutture meccaniche di supporto e di ancoraggio dei moduli fotovoltaici;
- Norme EN 60439-1 e IEC 439 per i quadri elettrici;
- Norme CEI 110-31 e le CEI 110-28 per il contenuto di armoniche e i disturbi indotti sulla rete dal gruppo di conversione;
- Norme CEI 110-1, le CEI 110-6 e le CEI 110-8 per la compatibilità elettromagnetica (EMC) e la limitazione delle emissioni in RF;
- DPR 547/55 e il D.Lgs. 626/94 e successive modificazioni, per la sicurezza e la prevenzione degli infortuni sul lavoro;
- la legge 186 del 1968;
- la legge 46/90 e DPR 447/91 (regolamento di attuazione della legge 46/90) e successive modificazioni, per la sicurezza elettrica.

Per quanto riguarda il collegamento alla rete e l'esercizio dell'impianto, le scelte progettuali devono essere conformi alle seguenti normative e leggi:

- norma CEI 0-16 per il collegamento alla rete pubblica;
- norme CEI EN 61724 per la misura e acquisizione dati;

PROGRAMMA ENERGIA (F.E.R.)
Fotovoltaico (vasca Prignano) - CUP: E13D23000320005

- legge 133/99, articolo 10, comma 7, per gli aspetti fiscali;
- Deliberazione Autorità per l'energia elettrica n° 34/2005;
- Norma CEI 64-8: impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000 V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua;
- Norma CEI 11-1: impianti di protezione, trasporto e distribuzione di energia elettrica. Norme Generali;
- Norma CEI 11-8: impianti di messa a terra.

I trasformatori dovranno essere completamente rispondenti alle prescrizioni stabilite dalle sotto riportate normative nazionali ed internazionali:

- Norme CEI 14.8 /1992;
- Norme CEI 14.12 / 1993;
- Documento CENELEC HD 538.1.S1 / 1992;
- Documento IEC 60076 – 2004;
- Norme IEC 76-1/76-5;
- Documento di armonizzazione CENELEC HD 46451 relativo ai trasformatori trifasi di distribuzione a secco;
- IEC 905 ed.1987 – Guida di carico dei trasformatori di potenza a secco;
- I moduli saranno qualificati in accordo alla normativa CEI / IEC 1215.

Nella elaborazione del progetto sono state tenute presenti le normative VV.FF., ISPESL e le raccomandazioni ENEL.

Le apparecchiature e le installazioni occorrenti, oltre a soddisfare i requisiti di seguito esposti, devono essere conformi alle seguenti norme:

- T.U. 81/08 Testo unico per le norme per la prevenzione degli infortuni sul lavoro.

I riferimenti di cui sopra possono non essere esaustivi. Ulteriori disposizioni di legge, norme e deliberazioni in materia, purché vigenti al momento della pubblicazione della presente specifica, anche se non espressamente richiamate, si considerano applicabili.

I materiali che si dovranno porre in opera saranno conformi alle suddette Norme, essere contrassegnati dall'IMQ, marchiati CE e dove richiesto il possesso di certificazioni internazionali, il tutto sarà precisato nel Capitolato Speciale d'Appalto, conforme al Capitolato Generale d'appalto dei lavori pubblici, ai sensi dell'articolo 3, comma 5, della legge 11 febbraio 1994, n. 109, e successive modificazioni.

Dati di progetto

Descrizione e destinazione del sito sede di intervento

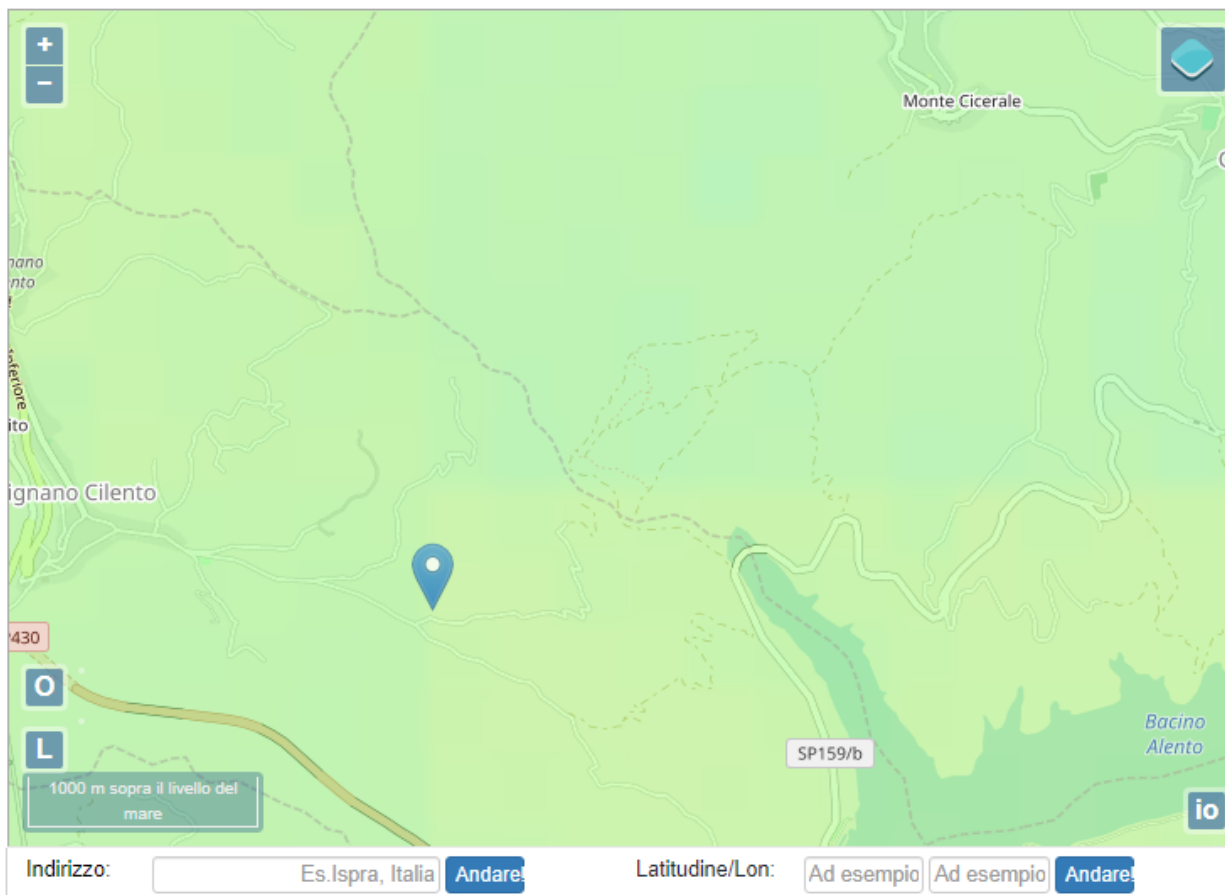
Gli interventi impiantistici programmati dal presente progetto consistono nella realizzazione di un impianto fotovoltaico di potenza nominale pari a 99,75 kWp, destinato a operare in parallelo alla rete elettrica della Società distributrice dell'energia elettrica e connesso alla rete BT mediante un dispositivo generale, così come da CEI 0-21.

Il progetto prevede di installare l'impianto fotovoltaico su un'area di proprietà del Consorzio di Bonifica Velia, sita in Prignano Cilento (SA), lungo la SP 113, nei pressi della diga Alento, nella piena disponibilità legale del committente.

Prestazioni richieste

Dati di irraggiamento del sistema

Come per un qualsiasi impianto ad energia rinnovabile, la fonte primaria risulta aleatoria e quindi solo statisticamente prevedibile. Per avere riferimenti oggettivi sui calcoli di prestazione dei sistemi, si fa riferimento al sistema PVgis, sia per la producibilità, sia per il dimensionamento dello stoccaggio dell'energia:



PROGRAMMA ENERGIA (F.E.R.)

Fotovoltaico (vasca Prignano) - CUP: E13D23000320005

PVGIS-5 estimates of solar electricity generation:

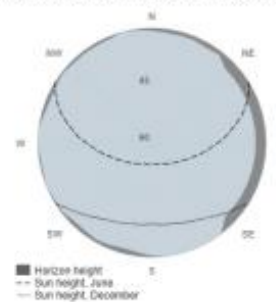
Provided inputs:

Latitude/Longitude: 40.326, 15.087
 Horizon: Calcolato
 Database used: PVGIS-SARAH
 PV technology: Silicio cristallino
 PV installed: 99.75 kWp
 System loss: 14 %

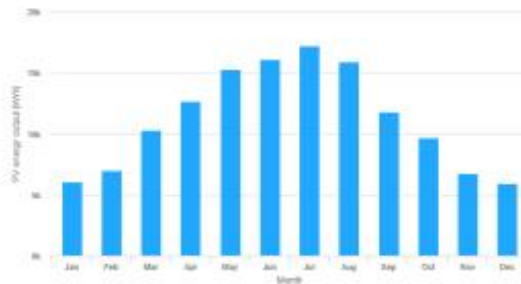
Simulation outputs

Slope angle: 15 °
 Azimuth angle: 0 °
 Yearly PV energy production: 134416.01 kWh
 Yearly in-plane irradiation: 1715.69 kWh/m²
 Year-to-year variability: 4838.11 kWh
 Changes in output due to:
 Angle of incidence: -3.1 %
 Spectral effects: 0.84 %
 Temperature and low irradiance: -6.54 %
 Total loss: -21.46 %

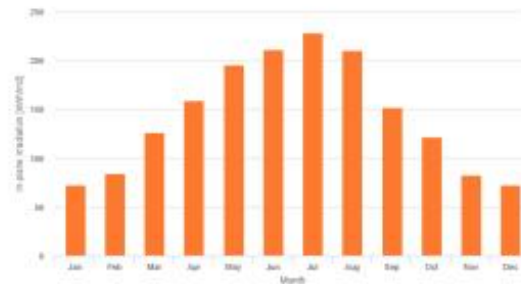
Outline of horizon at chosen location:



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(j)_m	SD_m
January	6040.3	72.8	972.2
February	6984.2	84.2	954.4
March	10266.5	126.0	1335.0
April	12618.6	158.8	995.6
May	15269.4	195.4	1107.5
June	16100.1	211.4	780.6
July	17214.2	228.5	972.2
August	15874.1	210.2	1222.5
September	11757.5	152.0	892.7
October	9667.0	121.6	998.1
November	6698.6	82.6	1079.6
December	5925.4	72.1	897.7

E_m: Average monthly electricity production from the defined system [kWh].
 H(j)_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].

Bilancio di potenza ed energia

L'impianto è stato progettato per avere:

- Una potenza lato corrente continua superiore al 90% della potenza nominale del generatore fotovoltaico, riferita alle particolari condizioni di irraggiamento e di configurazione d'impianto;
- Una potenza attiva, lato corrente alternata, superiore al 93% della potenza lato corrente continua (efficienza del gruppo di conversione), e pertanto, una potenza attiva, lato corrente alternata, superiore all'86% della potenza nominale dell'impianto fotovoltaico, riferita alle particolari condizioni di irraggiamento.

Infatti si ha una potenza di picco (P_{tot}) dell'impianto fotovoltaico (in corrente continua) definita come la somma delle potenze dei singoli moduli che lo compongono misurate in condizioni standard (radiazione 1kW/mq, 25°C) pari a:

$$P_{tot} = P_{mod} * N_{mod} = 475 * 210 = 99750 \text{ W}_p$$

Come sarà meglio specificato nella parte finale della presente relazione il rendimento stimato del sistema risulta essere pari a: $\eta_{sis} = 86\%$

Quindi la **potenza immessa in rete** sarà pari a:

$$P_{ca} = P_{tot} * \eta_{sis} = 99750 * 86\% = \mathbf{85785 \text{ W}}$$

Caratteristiche delle alimentazioni elettriche

Moduli fotovoltaici in silicio amorfo

I moduli fotovoltaici, saranno costituiti da celle in silicio monocristallino collegate in serie tra loro in n° di 15 moduli tali da formare una stringa.

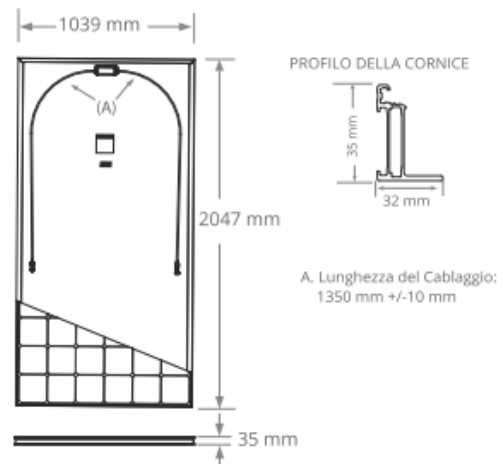
Le caratteristiche elettriche tipiche dei moduli (tipo SunPower Maxeon 6 – 475 W o di caratteristiche analoghe), misurate in condizioni standard (AM= 1,5; E=1000 W/m²; T=25 °C) sono:

MAXEON 6 POTENZA: 450-475 W | EFFICIENZA: fino al 22,3%

	Dati Elettrici		
	SPR-MAX6-475-COM	SPR-MAX6-460-COM	SPR-MAX6-450-COM
Potenza nominale (P _{nom}) ²	475 W	460 W	450 W
Tolleranza di potenza	5/0%	5/0%	5/0%
Efficienza del modulo	22,3%	21,6%	21,2%
Tensione al punto di massima potenza (V _{mpp})	43,9 V	43,2 V	42,8 V
Corrente al punto di massima potenza (I _{mpp})	10,82 A	10,64 A	10,52 A
Tensione a circuito aperto (V _{oc}) (+/-3)	52,6 V	52,5 V	52,4 V
Corrente di cortocircuito (I _{sc}) (+/-3)	11,57 A	11,54 A	11,51 A
Tensione massima del sistema	1500 V IEC		
Corrente massima del fusibile	20 A		
Coeff. temp. potenza	-0,29% / °C		
Coeff. temp. tensione	-0,239% / °C		
Coeff. temp. corrente	0,057% / °C		

Condizioni operative e dati meccanici	
Temperatura	-40°C a +85°C
Resistenza all'impatto	Grandine del diametro di 25 mm a una velocità di 23 m/s
Celle solari	72 celle monocristalline Maxeon Gen 6
Vetro	Antiriflesso, temperato ad alta trasmissione
Scatola di giunzione	IP-68, EVO2, 3 diodi di bypass
Peso	22,7 kg
Carico massimo ⁶	Vento: 2400 Pa, 244 kg/m ² fronte e retro Neve: 5400 Pa, 550 kg/m ² fronte
Cornice	Color argento anodizzato classe 2

Garanzie, certificazioni e conformità	
Test standard ³	IEC 61215, IEC 61730
Certificazione di gestione della qualità	ISO 9001:2015, ISO 14001:2015
Test dell'ammoniaca	IEC 62716
Test di resistenza alle tempeste di sabbia	IEC 60068-2-68, MIL-STD-810G
Test di resistenza all'acqua salata	IEC 61701 (maximum severity)
Test PID	1500 V: IEC 62804
Catalogazioni Disponibili	TUV
Declare Label IFLI	Primo pannello solare a ottenere l'etichettatura per la trasparenza delle informazioni sulla composizione e la conformità LBC. ⁴
Certificato Cradle to Cradle™ Bronze	Prima linea di pannelli solari certificata per la sicurezza dei materiali per la salute, gestione idrica, riutilizzo dei materiali, energia rinnovabile e gestione delle emissioni di carbonio ed equità sociale. ⁵
Contribuzione per le Green Building Certification	I pannelli possono contribuire a fornire punti aggiuntivi per le certificazioni LEED e BREEAM.
Conformità EHS	RoHS, OHSAS 18001:2007, senza piombo, Schema di riciclaggio, REACH SVHC-163



Stringa

Ciascuna stringa, per ogni singolo inverter, avrà le seguenti caratteristiche elettriche tipiche:

Numero di moduli fotovoltaici: 15 (connessi in serie)

PROGRAMMA ENERGIA (F.E.R.)
Fotovoltaico (vasca Prignano) - CUP: E13D23000320005

SOTTOCAMPO											1
100KTL-HV/125KTL-HV/136KTL-HV				MODULO FV	P [Wp]	475,0	MODULO FV	Lung. [m]	Largh. [m]	Spes. [m]	Peso [kg]
Vinv,MAX [V]	1100,00			Voc,STC [V]	52,60		MAXEON 6 - 475W	2,047	1,039	0,035	22,70
VMPPT,min [V]	180,00			Vm [V]	43,90		Vm [V]	43,90			
VMPPT,MAX [V]	1000,00			β [V/°C]	-0,130		β [V/°C]	-0,130			
PCA,nom [kW]	100,00			β' [V/°C]	-0,130		β' [V/°C]	-0,130			
				T [°C]	-10,00	Tmin [°C]	T [°C]	70,00	TMAX [°C]		
PCA,nom / Potenza	1,00			Voc(T) [°C]	57,15		Vm(T) [°C]	38,05			
				Vm(T) [°C]	48,45						
CARATTERISTICHE SUB-CAMPO											
VERIFICA CONFIGURAZIONE Generatore FV - Inverter											
Peso sub-campo FV [kg]	4767,00			n°moduli,stringa	15		n°moduli stringa	15			
Area sub-campo FV [mq]	446,63			T [°C]	-10,00		T [°C]	70,00			
n° stringhe	14			Voc,stringa(T) [V]	857,25						
n° moduli,stringa	15			Voc,stringa < Vinv,MAX	OK	Verifica					
n° moduli,sub-campo FV	210			Vm,stringa(T) [V]	726,75		Vm,stringa(T) [V]	570,75			
Potenza [kWp]	99,75			Vm,stringa < VMPPT,MAX	OK	Verifica	Vm,stringa > VMPPT,min	OK	Verifica		

Quadri di campo, gruppi di conversione

Le stringhe saranno collegate a un inverter trifase.

All'ingresso del campo si ha pertanto una tensione $V_{oc}=726,75$ V.

Il gruppo di conversione è connesso alla rete e l'energia sarà immessa in parallelo alla rete BT e l'intero impianto non sarà autosostenuto in mancanza di tensione di rete.

Il quadro di parallelo ed il quadro di consegna avranno grado di protezione min. IP65.

L'impianto sarà collegato all'apposita rete di terra esistente secondo la vigente normativa. È prevista la predisposizione per un sistema di acquisizione e registrazione dati (DAS).

Criteri di scelta delle soluzioni impiantistiche elettriche e di dimensionamento dei componenti principali

L'impianto sarà dimensionato in modo tale da costituire un sottocampo fotovoltaico da 99,75 kW_p tale da determinare un campo fotovoltaico della potenza complessiva garantita pari a 99,75 kW_p.

Il sottocampo (inverter) contiene le apparecchiature come di seguito descritto:

- Un sezionatore
- Uno scaricatore allo stato solido da 1200 Vcc per ogni polo verso massa.

I quadri di campo in c.a. saranno del tipo stagno (grado di protezione IP65) per esterno, realizzato in resina autoestinguente, dotato di pressacavi e chiusura meccanica.

Il quadro di campo sarà conforme alle sottoindicate norme:

- Parti elettriche: CEI - IEC
- Strumentazione: CEI - IEC

La struttura sarà in resina autoestinguente con portina frontale trasparente montata su cerniere e munita di battuta in neoprene: ciascun quadro è provvisto di staffe di ancoraggio e di ingressi e uscite cavi muniti di pressacavo.

L'armadio sarà dotato di bloccaporta.

Tutte le apparecchiature saranno accessibili singolarmente per il controllo e l'eventuale asportazione, senza necessità di rimuovere quelle adiacenti; le sbarre saranno di rame elettrolitico ricotto o cavi unipolari di sezione opportuna.

La morsettiera generale conterrà uno o più contatti dell'impianto di terra dove saranno collegate tutte le parti metalliche facenti parte del quadro stesso.

Il quadro, adatto per l'installazione all'esterno, avrà le seguenti caratteristiche:

- a) materiale antiurto ed autoestinguente
- b) inalterabilità per temperatura -10 / +50 °C
- c) grado di protezione minimo IP 65

Il quadro di sezionamento ha la funzione di eseguire un sezionamento sugli arrivi prima dell'inverter.

Il suo grado di protezione sarà non inferiore a IP65.

Il quadro di sezionamento c.c. avrà una portata non inferiore a 40 A per singola stringa.

Le unità sono equipaggiate come di seguito indicato.

Strutture di sostegno moduli fotovoltaici

Le strutture di sostegno dei moduli fotovoltaici saranno dimensionate conformemente alla normativa vigente, ed in particolare:

Standard di carico

- CNR-UNI 10012/85;
- D.M. 12 febbraio 1982;
- Circolare Ministero dei Lavori Pubblici n. 22631 del 24 maggio 1982.

Normative di calcolo

- CNR-UNI 10011/88
- D.M. 14 febbraio 1992.

Le strutture di sostegno dei moduli saranno costituite da profilati ricavati da lamiere piegate a freddo e da laminati, costruiti in acciaio al carbonio Fe 360 B UNI 7070 e zincati a caldo dopo lavorazione con procedimento di immersione (da profilati in alluminio).

Dopo il trattamento di zincatura, nel caso si rendesse necessario per qualsiasi motivo un ripristino della zincatura, questa verrà effettuata mediante riporto di vernice zincante di tipo epossidico.

Le strutture di sostegno dei moduli saranno ancorate alla cornice dei moduli a mezzo bulloni in acciaio inox.

Cablaggi

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

Queste saranno, indicativamente, contenute entro l'1% del valore nominale.

Il cablaggio tra moduli fino ai quadri di campo sarà realizzato utilizzando cavi "solari" isolati in gomma e PVC con sezione del conduttore pari a 6 mm².

Il collegamento tra i moduli di una stessa stringa, è realizzato mediante la scatola di interconnessione in dotazione ai moduli stessi.

Il collegamento tra l'inverter ed il quadro di parallelo verrà effettuato, per ogni stringa mediante il medesimo cavo suddetto.

I cavi avranno la guaina in PVC non propagante la fiamma e l'isolante in PVC o in gomma etilenpropilenica.

La tensione nominale sarà di 0,6 / 1 kV e la tensione d'isolamento 4 kV.

I conduttori saranno di corda di rame ricotto, in accordo alle norme CEI 20-32/1980.

I cavi di collegamento inverter con il quadro di parallelo situato nel locale quadri saranno posati in appositi cavidotti o canaline metalliche.

Sistema di conversione e controllo

L'unità modulare è dotata di un convertitore Corrente continua/Corrente alternata a 50 Hz. Il sistema di conversione e controllo costituisce l'interfaccia tra il campo fotovoltaico e la rete ENEL locale.

I sistemi di conversione e controllo, facenti parte dell'impianto fotovoltaico, sono costituiti fondamentalmente delle seguenti parti:

- filtro lato corrente continua;
- ponte a semiconduttori (IGBT);
- unità di controllo;
- filtro di uscita;
- interfaccia al sistema di acquisizione dati (DAS);

Il convertitore statico DC/AC sarà un inverter a commutazione forzata, che, funzionando in parallelo alla rete ENEL, erogherà nella rete stessa l'energia generata dal campo fotovoltaico inseguendo il punto di massima potenza.

PROGRAMMA ENERGIA (F.E.R.) Fotovoltaico (vasca Prignano) - CUP: E13D23000320005

L'inverter sarà fornito di filtri per il contenimento delle armoniche verso rete secondo la vigente normativa, il cosφ è fissato al valore di 0,99. Nella regolazione, nel campo di funzionamento 5 ÷ 100%, la variazione del cosφ sarà contenuta entro il ± 5%.
Le caratteristiche limite di funzionamento in ingresso all'inverter (100KTL-HV – ZCS) sono riportate nella seguente tabella.

DATI TECNICI	3PH 100KTL-HV	3PH 125KTL-HV	3PH 136KTL-HV
Dati tecnici ingresso DC			
Potenza DC Tipica*	120000W	150000W	163200W
Massima Potenza DC per ogni MPPT	20000W		
N. MPPT indipendenti/N. stringhe per MPPT	10/2	12/2	
Tensione massima di ingresso DC	1100V		
Tensione di attivazione	200V		
Tensione nominale di ingresso DC	680V		
Intervallo MPPT di tensione DC	180V-1000V		
Intervallo di tensione DC a pieno carico	550V-850V		
Massima corrente in ingresso per ogni MPPT	26A		
Massima corrente assoluta per ogni MPPT	40A		
Dati tecnici uscita AC			
Potenza nominale AC	100kW	125kW	136kW
Potenza massima AC	110kVA	137kVA	150kVA
Massima corrente AC per fase	128A	160A	160A
Tipologia connessione/Tensione nominale di rete	Trifase 3PH/PE 288 (PH-N); 500V (PH-PH)		Trifase 3PH/PE 311 (PH-N); 540V (PH-PH)
Intervallo tensione di rete	230V-332V (PH-N); 400V-575V (PH-PH) (secondo gli standard di rete locali)		250V-358V (PH-N); 432V-621V (PH-PH) (secondo gli standard di rete locali)
Frequenza nominale di rete	50Hz/60Hz		
Intervallo di frequenza di rete	45Hz-55Hz / 54Hz-66Hz (secondo gli standard di rete locali)		
Distorsione armonica totale	<3%		
Fattore di potenza	1 (programmabile +/-0.8)		
Intervallo di regolazione della Potenza Attiva (impostabile)	0-100%		
Limitazione immissione in rete	Immissione regolabile da zero al valore di potenza nominale**		
Efficienza			
Efficienza massima	98.8%	99%	99%
Efficienza pesata (EURO)	98.5%	98.5%	98.51%
Efficienza MPPT	>99.9%		
Consumo notturno	<1W		
Protezioni			
Protezione di interfaccia interna	No		
Protezioni di sicurezza	Anti islanding, RCMU, Ground Fault Monitoring		
Protezione da inversione di polarità DC	Sì		
Sezionatore DC	Integrato		
Protezione da surriscaldamento	Sì		
Categoria Sovratensione/Classe di protezione	Categoria sovratensione III / Classe protezione I		
Scaricatori integrati	AC/DC: Tipo 2 standard		
Standard			
EMC	EN 61000-6-2/4, EN 61000-3-11/12		
Safety standard	IEC 62109-1/2, IEC62116, IEC61727, IEC61683, IEC60068(1,2,14,30)		
Standard di connessione alla rete	Certificati e standard di connessione disponibili su www.zcsazzurro.com		
Comunicazione			
Interfacce di comunicazione (opzionali)	Wi-Fi/4G/Ethernet (opzionali), RS485 (protocollo proprietario), USB		
Informazioni Generali			
Intervallo di temperatura ambiente ammesso	-30°C...+60°C (limitazione di potenza sopra i 45°C)		
Topologia	Senza trasformatore		
Grado di protezione ambientale	IP66		
Intervallo di umidità relativa ammesso	0%.....100%		
Massima altitudine operativa	4000m		
Rumorosità	< 60dB @ 1mt		
Peso	72kg	84kg	85kg
Raffreddamento	Convezione forzata da ventole		
Dimensioni (H*L*P)	1051mm*660mm*340mm		
Display	Indicatori led, bluetooth + app		
Garanzia	10 anni		

Ponte a semiconduttori

Il ponte a semiconduttori (IGBT) a commutazione forzata consente di trasferire l'energia del campo fotovoltaico verso la rete.

Il convertitore sarà isolato dalla rete con separazione elettronica (doppio ponte).
Il dimensionamento dell'intero sistema sarà eseguito sulla base delle condizioni operative del campo fotovoltaico.

Le altre ipotesi di dimensionamento riguardanti il lato corrente alternata sono riportate nel paragrafo precedentemente esposto.

Il ponte a semiconduttori sarà dotato di opportuni sistemi di protezione contro le sovratensioni di commutazione, i cortocircuiti e le sovratemperature.

Unità di controllo

L'unità di controllo è costituita da:

- Schede di pilotaggio del convertitore
- Circuiti di regolazione
- Logiche e limiti convertitore
- Alimentatore servizi interni
- Protezioni
- Circuiti ausiliari di interazione
- Controllo MPPT (maximum power point tracking) e gestione di sistema.

In particolare il controllo dovrà assicurare il parallelo alla rete, il blocco dell'inverter per mancanza della rete ENEL, il suo reinserimento in rete a ripristino avvenuto.

Fa parte della mancanza rete anche l'apertura dell'interruttore o del dispositivo lato linea. L'inverter si attiverà automaticamente quando l'irraggiamento del Sole supera una soglia predeterminata regolabile e si disattiverà quando la potenza scende al di sotto del 5% del valore nominale.

L'inverter si disattiverà inoltre in caso di malfunzionamenti e di corto circuito.

Rifasamento

Il controllo del $\cos\phi$ dell'inverter è settato su $\cos\phi = 0,99$: esso regola continuamente il $\cos\phi$ mantenendolo nel range di funzionamento $5 \div 100$ % della potenza nominale.

Controllo del convertitore

Il controllo del convertitore provvede alle seguenti funzioni principali.

- Funzionamento con inseguimento automatico del punto di massima potenza del campo fotovoltaico, al variare delle condizioni operative ed ambientali.

Data la caratteristica V-I di erogazione del campo fotovoltaico, allo scopo di sfruttare tutta l'energia producibile in funzione di insolazione e temperatura, è previsto un sistema di inseguimento del punto di massima potenza.

Tale sistema utilizza una strategia che prevede il campionamento periodico della potenza e il confronto con il risultato precedentemente conseguito.

Il sistema garantisce una accuratezza dell'1% della potenza inseguita rispetto a quella massima realmente disponibile.

- Automazione delle sequenze operative e degli stati logici di funzionamento.
Il sistema di controllo comprende i necessari automatismi atti a realizzare i previsti stati di funzionamento e tutte le sequenze operative.

La gestione del generatore fotovoltaico è completamente automatizzata per svolgere le seguenti funzioni:

- Inserimento dell'inverter per irraggiamento del Sole superiore ad una soglia impostata.
- Blocco dell'inverter in caso di insolazione insufficiente.
- Blocco dell'inverter per rete locale fuori specifica (frequenza/tensione)
- Ripristino dell'inverter perché decadute le condizioni del punto 3.
- Blocco dell'inverter per: potenza in corrente continua < 5 % del valore nominale

Quadro BT

- Caratteristiche costruttive

Il quadro di parallelo sarà dotato di interruttori automatici avente potere di interruzione di almeno **16 kA**.

- Rete di terra

La maglia di terra è realizzata con corda da 35 mm².

Nei nodi principali della rete sono previste 4 puntazze a croce 50x50x5 in acciaio zincato a caldo lunghe 1.5 metri.

Se l'impianto è esistente si opererà il collegamento allo stesso impianto di terra.

Colori distintivi dei cavi

I conduttori impiegati nell' esecuzione degli impianti devono essere contraddistinti dalle colorazioni previste dalle tabelle CEI-UNEL 00722 e 00712. In particolare i conduttori di neutro e di protezione devono essere contraddistinti rispettivamente con il colore blu chiaro e con il bicolore giallo-verde. I conduttori di fase, devono essere contraddistinti in modo univoco, in tutto l'impianto, dai colori: nero, grigio cenere, marrone.

Sezione minima del conduttore di terra

La sezione del conduttore di terra deve essere calcolata sulla base dei criteri indicati dalla Norma CEI 64-8.

Conduttori equipotenziali

I conduttori equipotenziali devono essere conformi alle prescrizioni contenute nella sezione 9 delle Norme CEI 64-8, che qui vengono sinteticamente riassunte.

La sezione del conduttore equipotenziale S_e dev'essere:

$$S_e > S_p/2$$

dove S_p e' la sezione del conduttore di protezione principale.

Il valore minimo della sezione S_e dev'essere di 16 mm².

Se il conduttore equipotenziale è in rame non è richiesta una sezione S_e maggiore di 25 mm².

Sezioni minime dei conduttori equipotenziali supplementari

Un conduttore equipotenziale supplementare che connette due masse deve avere sezione non inferiore a quella del conduttore di protezione di sezione minore.

Un conduttore equipotenziale supplementare che connette una massa a masse estranee deve avere sezione non inferiore alla metà della sezione del corrispondente conduttore di protezione.

Un conduttore equipotenziale che connette fra di loro due masse estranee, o che connette una massa estranea all'impianto di terra, deve avere sezione non inferiore a 4 mm² se è prevista una protezione meccanica, 6 mm² se non è prevista una protezione meccanica.

Nel caso si utilizzino masse estranee per assicurare il collegamento equipotenziale supplementare, devono essere soddisfatte le prescrizioni indicate all'articolo 9.6.05 della Norma CEI 64-8.

Collegamenti equipotenziali in corrispondenza dei contatori dell'acqua

Nei casi in cui le condutture idriche siano usate come elementi del dispersore, come conduttori di terra o come conduttori di protezione, i contatori devono essere cortocircuitati da un collegamento equipotenziale di sezione adeguata.

Resistenza di isolamento

Per tutte le parti di impianto comprese fra due fusibili o interruttori automatici successivi o poste a valle dell'ultimo fusibile o interruttore automatico, la resistenza di isolamento verso terra o fra conduttori appartenenti a fasi o polarità diverse deve essere maggiore di:

- 500 kOhm per i sistemi a tensione nominale verso terra superiore a 50 V e fino a 500 V compresi;
- 250 kOhm per i sistemi con tensione nominale verso terra inferiore a 50 V.

I dispositivi di protezione e la loro installazione

L'impiego degli interruttori automatici magnetotermici garantisce contemporaneamente un'efficace protezione sia contro i sovraccarichi sia contro i corto circuiti. All'inizio di ogni impianto utilizzatore deve essere installato un interruttore generale onnipolare munito di adeguati dispositivi di protezione contro le sovracorrenti. Detti dispositivi devono essere in grado di interrompere la massima corrente di corto circuito che può verificarsi nel punto in cui essi sono installati.

Rispetto dei requisiti tecnici

L'impianto proposto ai fini della produzione di energia elettrica mediante conversione fotovoltaica dell'energia solare viene realizzato nel rispetto delle norme tecniche.

In particolare l'impianto è realizzato con componenti che assicurano l'osservanza delle seguenti 2 condizioni:

- Condizione 1: $P_{cc} > 0,85 * P_{nom} * I/I_{stc}$

N°	Tipo di perdita	Perdita in %	Documento giustificativo
1	Perdite per scostamento dalle condizioni di targa (temperatura)	3%	Certificato casa costruttrice:
2	Perdite per riflessione	0,5%	Certificato casa costruttrice (Sistema BSF)
3	Perdite in corrente continua	1%	Sono stati impiegati conduttori di sezione appropriata
4	Perdite per mismatching tra stringhe	0%	Stringhe separate
5	Perdite per polluzione	0,5%	Da letteratura, sito ad alta piovosità e inclinazione pari a 2°

Le perdite in percentuale sono riferite alle condizioni di potenza nominale del sistema di conversione fotovoltaico.

In particolare:

punto 1: le perdite per scostamento dalle condizioni di targa dovute alla variazione di temperatura sono certificate nelle allegate specifiche tecniche del modulo fotovoltaico per la realizzazione del presente progetto.

punto 2: le perdite per riflessione è un parametro intrinseco legato alla costruzione degli impianti fotovoltaici, nel caso di progetto l'ambiente circostante è di colore chiaro che aiuta la riduzione di queste perdite che comunque sono state considerate pari al **0,5%**.

Tuttavia i moduli prescelti, avendo un trattamento antiriflettente e struttura in BSF (Back Structure Field) ottimizza l'efficienza di conversione della cella.

punto 3: Perdite sui circuiti in corrente continua, la resistenza dei cavi elettrici, la resistenza di contatto sugli interruttori e le perdite per caduta di tensione sui diodi di blocco di protezione delle stringhe sono gli elementi sui quali si hanno le maggiori perdite. Tali perdite sono state ridotte, impiegando componenti appropriate quali ad esempio, diodi di tipo Schottky a bassa caduta, cavi di sezione maggiorata. Nel complesso tali perdite si possono contenere entro **1 %**.

punto 4: perdite per mismatching (non ottimale accoppiamento) tra le stringhe dovute alla non uniformità di prestazioni elettriche fornite dai vari moduli che compongono ogni stringa fotovoltaica e conseguentemente alla non uniformità di una stringa con l'altra, il risultato è che non si riesce a sfruttare completamente la potenza di targa dei moduli. Nel progetto proposto, i moduli fotovoltaici sono certificati ad uno ad uno e saranno scelti con prestazioni il più possibile simili, ossia con scostamenti minimi in termini di potenza, ciò fa supporre di ridurre suddette perdite tra il 4 e il 5%. Sono pari a **zero** in quanto le stringhe sono separate (o più MPPT esistenti sull'inverter).

punto 5: perdite per polluzione, tali perdite per polluzione sui moduli, legate al sito di installazione e quindi alle condizioni meteorologiche. Nel caso in esame, il sito statisticamente è a media piovosità e fa stimare tali perdite all'**0,5 %**.

Per quanto sopra esposto risulta che:

$$P_{cc} = 0,97 \times 0,995 \times 0,99 \times 0,995 \times P_{nom} * I / I_{stc} = \mathbf{0,950 * P_{nom} * I / I_{stc}}$$

Pertanto risulta verificato che:

$$P_{cc} > \mathbf{0,85 * P_{nom} * I / I_{stc}}$$

- Condizione 2: $P_{ca} > \mathbf{0,90} * P_{cc}$

La condizione succitata è certificata dal produttore dei sistemi di conversione cc/ca che tramite una specifica dichiarazione di conformità dichiara il rendimento dei componenti che di fatto è nominalmente pari a **95%**. Infine, si ha che il rendimento del sistema è: $\eta_{sis} = 0,95 \times 0,95 = \mathbf{0,90}$.

Si adotta un rendimento η_{sis} pari a 0,86 (14% di perdite).