



NEX 051 - San Pancrazio Salentino

Comuni: San Pancrazio Salentino e San Donaci

Provincia: Brindisi

Regione: Puglia

Nome Progetto:

NEX 051 - San Pancrazio Salentino

Progetto di un impianto agrivoltaico sito nei comuni di San Donaci e San Pancrazio Salentino in località "Mass. San Marco" di potenza nominale pari a 68.05 MWp in DC

Proponente:

SAN PANCRAZIO SOLAR S.r.l.

Via Dante, 7
20123 Milano (MI)

P.Iva: 13080450961

PEC: sanpancraziosolarsrl@pec.it

Consulenza ambientale e progettazione:

ARCADIS Italia S.r.l.

Via Monte Rosa, 93
20149 | Milano (MI)

P.Iva: 01521770212

E-mail: info@arcadis.it

PROGETTO DEFINITIVO

Nome documento:

Relazione Tecnica Generale

Commessa	Codice elaborato	Nome file
30190245	PRO-REL-10	PRO-REL-10 – Relazione Tecnica Generale

Rev.	Data	Oggetto revisione	Redatto	Verificato	Approvato
00	Dic. 23	Prima Emissione	MA	MA	SDA

Il presente documento è di proprietà di Arcadis Italia S.r.l. e non può essere modificato, distribuito o in altro modo utilizzato senza l'autorizzazione di Arcadis Italia s.r.l.

Contents

1	Premessa.....	B
2	Normativa di riferimento	B
3	Dati del progetto	E
3.1	Localizzazione.....	E
3.2	Descrizione del Progetto.....	E
4	Caratteristiche tecniche	F
4.1	Moduli fotovoltaici	F
4.2	Dispositivi di conversione, trasformazione e protezione.....	H
4.2.1	Trasformatori.....	L
4.3	Sistema di accumulo	M
4.4	Inseguitore solare e strutture di supporto	N
4.5	Quadri elettrici di alta tensione	P
4.6	Cavi elettrici	R
4.7	Impianto di messa a terra	S
4.8	Impianto di monitoraggio.....	T
4.9	Sistemi ausiliari	U
4.9.1	Videosorveglianza	U
4.9.2	Illuminazione	U
5	Sistema antincendio e rischio incidenti	V
5.1	Sistema antincendio impianto fotovoltaico	V
5.2	Rischio incidenti – Sicurezza dei lavoratori.....	V
6	Calcolo della producibilità	V
6.1	Benefici ambientali	W
6.2	Collegamento alla Rete Alta Tensione (AT)	W

1 Premessa

La presente relazione tecnica generale costituisce parte integrante del progetto definitivo di un impianto agrivoltaico della potenza di picco di 68,05 MWp e potenza in immissione CA di 64 MW, da realizzarsi in aree ubicate nel Comune di San Pancrazio Salentino e San Donaci (BR). Il codice del progetto è NEX051.

Si prevede un cavidotto a 36KV per arrivare alla SE utente condivisa con successivo collegamento in antenna a 150 kV con la sezione a 150 kV di una Nuova Stazione Elettrica Terna (SE Celino San Marco) di trasformazione a 380/150 kV della RTN da inserire in entra-esce alla linea RTN 380 kV "Brindisi Sud-Galatina", la cui realizzazione è prevista nel Comune Cellino San Marco, a circa 1,3 km a nord est dell'abitato di San Donaci, e il cui iter autorizzativo è interiorizzato nel progetto di altro produttore e capofila di altri produttori.

Al momento di redigere questo documento la Soluzione Tecnica Minima Generale (STMG) potrebbe richiedere una variante dato che la SEU ha gli stalli esauriti e quindi si ipotizza un ampliamento verso nord ovest con passaggio a 36 KV. In questo modo si prevede che l'impianto sia collegato tramite cavidotto a 36KV in un ampliamento della SEU.

La proponente è la società San Pancrazio Solar S.r.l., con sede legale in Milano, Via Dante 7, iscritta al Registro delle Imprese di Milano – Monza – Brianza – Lodi n. REA MI-2702356 Codice Fiscale e Partita IVA n. 13080450961I.

2 Normativa di riferimento

Si riporta di seguito il quadro normativo di riferimento.

Norme generali

- Decreto Legislativo 387/03 "Attuazione della direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità"; pubblicato nella Gazzetta Ufficiale n. 25 del 31 gennaio 2004 - Supplemento Ordinario n. 17;
- Decreto Legislativo 09/04/2008 n. 81 - Attuazione dell'art. 1 della legge 3 agosto 2007, n. 123, in materia di tutela della salute e della sicurezza nei luoghi di lavoro (Suppl. Ordinario n.108) – (sostituisce e abroga tra gli altri D. Lgs. 494/96, D.Lgs. n. 626/94, D.P.R. n. 547/55).
- Decreto Ministeriale 10 settembre 2010 "Linee guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili";
- Decreto legislativo 3 marzo 2011 n. 28 e ss.mm.ii.: Attuazione della Direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE;
- Decreto-legge 24 gennaio 2012 n. 1 e ss.mm.ii. "Disposizioni urgenti per la concorrenza, lo sviluppo delle infrastrutture e la competitività";
- Decreto Legislativo 14 marzo 2014, n. 49 "Attuazione della direttiva 2012/19/UE sui rifiuti di apparecchiature elettriche ed elettroniche (RAEE)" (GU Serie Generale n.73 del 28-03-2014 - Suppl. Ordinario n. 30);
- Decreto Legislativo 8 novembre 2021, n. 199: Attuazione della direttiva (UE) 2018/2001 del Parlamento europeo e del Consiglio, dell'11 dicembre 2018, sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili.

Legge 27 aprile 2022, n. 34, Conversione in legge, con modificazioni, del decreto-legge 1° marzo 2022, n. 17, recante misure urgenti per il contenimento dei costi dell'energia elettrica e del gas naturale, per lo sviluppo delle energie rinnovabili e per il rilancio delle politiche industriali.

- Linee Guida in materia di Impianti Agrivoltaici (Giugno 2022)

Opere in cemento armato

- Legge n. 1086 del 5/11/1971. "Norme per la disciplina delle opere di conglomerato cementizio armato, normale e precompresso ed a struttura metallica".
- Legge n. 64 del 2/2/1974. "Provvedimenti per le costruzioni con particolari prescrizioni per le zone sismiche".
- Circ. M. LL.PP. 14 febbraio 1974, n. 11951, "Applicazione delle norme sul cemento armato".
- Circ. M. LL.PP. 9 gennaio 1980, n. 20049. "Legge 5 novembre 1971, n. 1086 - Istruzioni relative ai controlli sul conglomerato cementizio adoperato per le strutture in cemento armato".
- D. M. 11/3/1988. "Norme tecniche riguardanti le indagini sui terreni e sulle rocce, la stabilità dei pendii naturali e delle scarpate, i criteri generali e le prescrizioni per la progettazione, l'esecuzione ed il collaudo delle opere di sostegno delle terre e delle opere di fondazione".
- Circolare Ministero LL.PP. 24/9/1988 n. 30483: "Legge n.64/1974 art. 1 - D.M. 11/3/1988. Norme tecniche su terreni e rocce, stabilità di pendii e scarpate, progettazione, esecuzione, collaudo di opere di sostegno e fondazione".
- D.M. del 14/2/1992. "Norme tecniche per l'esecuzione delle opere in cemento armato normale e precompresso e per le strutture metalliche".
- D.M. del 9/1/1996. "Norme tecniche per l'esecuzione delle opere in cemento armato normale e precompresso e per le strutture metalliche".
- D.M. del 16/1/1996. "Norme tecniche per le costruzioni in zone sismiche".
- D.M. 16/1/1996. "Norme tecniche relative ai "Criteri generali per la verifica di sicurezza delle costruzioni e dei carichi e dei sovraccarichi".
- Circolare M.LL.PP. 04/07/1996 n. 156 AA.GG. /STC. "Istruzioni per l'applicazione delle "Norme tecniche relative ai criteri generali per la verifica di sicurezza delle costruzioni e dei carichi e dei sovraccarichi" di cui al D.M. 16/1/1996".
- Circolare M. LL.PP. 15/10/1996, n. 252. "Istruzioni per l'applicazione delle "Norme tecniche per il calcolo, l'esecuzione ed il collaudo delle opere in cemento armato ordinario e precompresso e per strutture metalliche" di cui al D.M. 9/1/1996".
- Circolare 10/4/1997 n. 65 AA.GG. "Istruzioni per l'applicazione delle "Norme tecniche per le costruzioni in zone sismiche" di cui al D.M. del 16/1/1996.

Ordinanza del Presidente del Consiglio n. 3274 del 20/03/2003. "Primi elementi in materia di criteri generali per la classificazione sismica del territorio nazionale e di normative tecniche per le costruzioni in zona sismica".

- Ordinanza del Presidente del Consiglio n. 3431 del 03/05/2005 – Ulteriori modifiche ed integrazioni all'ordinanza del Presidente del Consiglio dei Ministri n. 3274 del 20 marzo 2003.
- UNI-EN 1992-1-1 2005: Progettazione delle strutture in calcestruzzo. Parte 1-1: Regole generali e regole per gli edifici.

- UNI-ENV 1994-1-1 1995: Progettazione delle strutture composte acciaio calcestruzzo. Parte 1-1: Regole generali e regole per gli edifici.

- D.M. 17 gennaio 2018 "Norme tecniche per le costruzioni".

Norme tecniche impianti elettrici

- CEI 0-16. Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti AT ed MT delle imprese distributrici di energia elettrica.

- CEI EN 61936-1 (Classificazione CEI 99-2). Impianti elettrici con tensione superiore a 1 kV in corrente alternata.

- CEI EN 50522 (Classificazione CEI 99-3). Messa a terra degli impianti elettrici a tensione superiore a 1 kV in corrente alternata.

- CEI 11-37. Guida per l'esecuzione degli impianti di terra nei sistemi utilizzatori di energia alimentati a tensione maggiore di 1 kV;

- CEI 64-8. Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000 V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua.

- CEI 11-17. Impianti elettrici di potenza con tensioni nominali superiori a 1 kV in corrente alternata. Impianti di produzione, trasmissione e distribuzione pubblica di energia elettrica – Linee in cavo.

- CEI 82-25. Guida alla realizzazione di sistemi di generazione fotovoltaica collegati alle reti elettriche di Media e Bassa Tensione.

- CEI PAS 82-93. PAS che fornisce indicazioni riguardanti la caratterizzazione degli impianti agrivoltaici

- UNI 10349. Riscaldamento e raffrescamento degli edifici. Dati climatici.

Norme ARERA

- Delibera 29 marzo 2022 n. 128/2022/R/efr. Modifiche al Testo Integrato Connessioni Attive (TICA) in attuazione di quanto disposto dal decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199 in materia di Modello Unico per la connessione alla rete elettrica degli impianti fotovoltaici;

Delibera 30 luglio 2015 n. 400/20157R/efr. Interventi finalizzati alla semplificazione delle condizioni tecniche ed economiche per la connessione alle reti con obbligo di connessione di terzi degli impianti di produzione (TICA);

- Delibera ARG/elt 125/10 dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas. Modifiche e integrazioni alla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas ARG/elt 99/08 in materia di condizioni tecniche ed economiche per la connessione alle reti con obbligo di connessione di terzi degli impianti di produzione (TICA).

- Delibera ARG/elt 179/08 dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas. Modifiche e integrazioni alle deliberazioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas ARG/elt n. 99/08 e n. 281/05 in materia di condizioni tecniche ed economiche per la connessione alle reti elettriche con obbligo di connessione di terzi degli impianti di produzione di energia elettrica.

- Delibera AEEG 161/08. Modificazione della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 13 aprile 2007, n. 90/07, in materia di incentivazione della produzione di energia elettrica da impianti fotovoltaici.

- Delibera ARG/elt 99/08 dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (nel seguito Delibera 99/08), recante in Allegato A il "Testo integrato connessioni attive" (TICA);

- Delibera ARG/elt 33/08 dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas "Regola tecnica di riferimento per la connessione di utenti attivi e passivi alle reti AT e MT delle imprese distributrici di energia elettrica";
- Delibera AEEG 90/07. Attuazione del decreto del Ministro dello Sviluppo Economico, di concerto con il Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del mare 19 febbraio 2007, ai fini dell'incentivazione della produzione di energia elettrica mediante impianti fotovoltaici.
- Delibera AEEG 88/07. Disposizioni in materia di misura dell'energia elettrica prodotta da impianti di generazione.

3 Dati del progetto

3.1 Localizzazione

L'impianto è previsto in un'area unica attraversata per due comuni: San Donaci e San Pancrazio Salentino. Le coordinate geografiche di riferimento sono le seguenti:

- Latitudine 40,45°N
- Longitudine 817,87 °E

Catastalmente, i lotti sono individuabili ai Fogli 16 e 17 del Comune di San Pancrazio Salentino e ai Fogli 20 e 22 del Comune di San Donaci.

Il sito presenta un'orografia prevalentemente pianeggiante, con un'altitudine media compresa indicativamente tra le quote di 50 m e 60 m s.l.m.

L'area di progetto è facilmente accessibile mediante Strada Provinciale S.P. 75.

Il cavidotto di collegamento alla RTN, che sarà completamente interrato, si svilupperà per circa 9,2 km al di sotto di viabilità esistente ed interesserà i comuni di San Pancrazio Salentino, San Donaci e Cellino San Marco, fino ad arrivare alla sezione a 36 kV della nuova Stazione Elettrica Utente (SEU) di trasformazione a 150/36 kV di Celino San Marco.

3.2 Descrizione del Progetto

L'impianto sarà strutturato in un unico sottocampo ed occuperà una superficie complessiva di circa 93 ettari. L'impianto sarà dotato di un sistema di accumulo a batterie (BESS) di potenza nominale pari a 8 MW, associando le batterie in modo affiancato alle "power station" tipo skid o container, che conterranno in un'unica struttura metallica gli inverter di tipo centralizzato, il trasformatore elevatore a 36KV e le celle di impianto e quelle dell'entra-esce dell'anello do AT (36KV) che agli inverter e trasformatori previsti di tipo centralizzato.

Il campo fotovoltaico sarà costituito da 98.616 moduli di tipo bifacciali, aventi potenza di picco pari a 690 Wp e dimensioni di 2384 x 1303 x 33 mm, montati su strutture di sostegno ad inseguimento solare mono-assiale (trackers installati in direzione nord-sud, capaci di ruotare in direzione est-ovest, consentendo, pertanto, ai moduli di "seguire" il Sole lungo il suo moto diurno e ottimizzando la produzione).

I moduli saranno installati su strutture di sostegno ad inseguimento solare mono assiale con disposizione unifilare (248 inseguitori con configurazione 1V14 e 3398 inseguitori con configurazione 1V28). La conversione da corrente continua a corrente alternata sarà realizzata mediante convertitori statici trifase (inverter) di tipo centralizzato, per un totale di 16 inverter racchiusi in altrettanti skid o container cabinati.

Il Progetto prevede una superficie totale (Stot) pari a 93 Ha.

La S_n è calcolata considerando la superficie occupata dai pali di sostegno degli inseguitori in quanto il progetto rispetta il paradigma di $H1 \geq H_{min}$, infatti l'altezza minima da terra risulta essere pari a 2,2 m.

4 Caratteristiche tecniche

4.1 Moduli fotovoltaici

Il dimensionamento dell'impianto è stato realizzato con una tipologia di modulo fotovoltaico composto da 132 celle in silicio monocristallino, ad alta efficienza, connesse elettricamente in serie.

L'impianto sarà costituito da un totale di 98.616 moduli per una conseguente potenza di picco pari a 68,05 MWp.

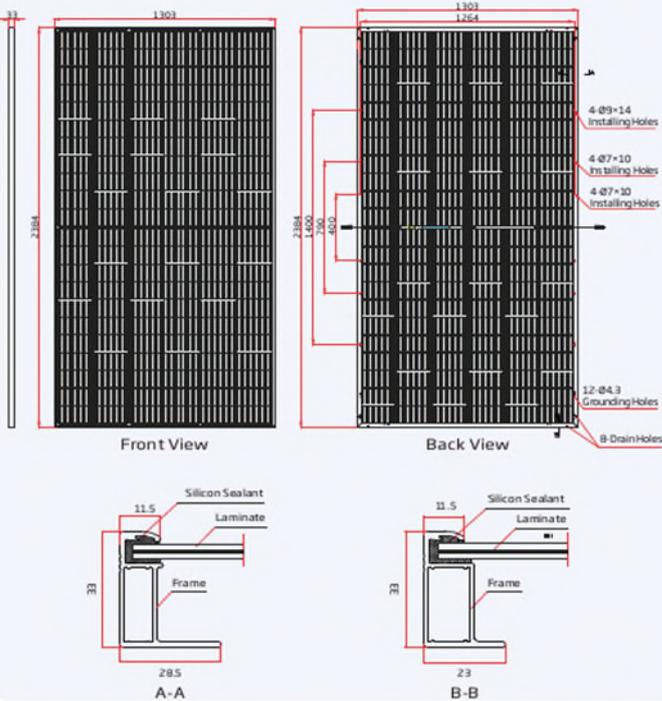
Le caratteristiche principali della tipologia di moduli scelti sono le seguenti:

- Marca: Trinasolar
- Modello: Vertex N Bifacial Dual Module - TSM-NEG21C.20
- Caratteristiche geometriche e dati meccanici
- Dimensioni: 2384 x 1303 x 33 mm
- Peso: 38,3 kg
- Tipo celle: silicio monocristallino
- Telaio: alluminio anodizzato
- Caratteristiche elettriche (STC)
- Potenza di picco (Wp): 690 Wp
- Tensione a circuito aperto (Voc): 47,9 V
- Tensione al punto di massima potenza (Vmpp): 40,1 V
- Corrente al punto di massima potenza (Impp): 18,61 A
- Corrente di corto circuito (Isc): 18,25 A

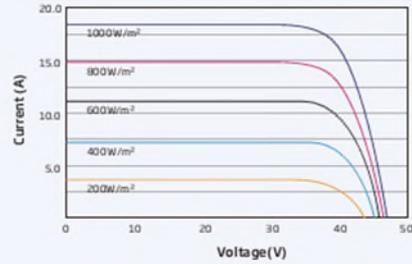
I moduli previsti dal progetto sono in silicio monocristallino, con tecnologia bifacciale che consente di catturare la luce solare incidente sul lato anteriore che sul lato posteriore del modulo, garantendo così maggiori performance del modulo in termini di potenza in uscita e, di conseguenza, una produzione più elevata dell'impianto fotovoltaico. Il retro del modulo bifacciale, infatti, viene illuminato dalla luce riflessa dall'ambiente, consentendo al modulo di produrre in media il 25% di elettricità in più rispetto a un pannello convenzionale con lo stesso numero di celle. I moduli saranno montati su strutture a inseguimento mono assiale (tracker), in configurazione monofilare con configurazione 1P14 e 1P28.

La Figura 1 riporta la scheda tecnica del modulo fotovoltaico scelto:

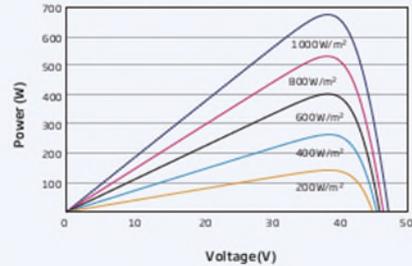
DIMENSIONS OF PV MODULE(mm)



I-V CURVES OF PV MODULE(675W)



P-V CURVES OF PV MODULE(675W)



ELECTRICAL DATA (STC)

Peak Power Watts- P_{MAX} (Wp)*	670	675	680	685	690
Power Tolerance- P_{MAX} (W)			0 - +5		
Maximum Power Voltage- V_{MP} (V)	39.2	39.4	39.6	39.8	40.1
Maximum Power Current- I_{MP} (A)	17.09	17.12	17.16	17.19	17.23
Open Circuit Voltage- V_{OC} (V)	47.0	47.2	47.4	47.7	47.9
Short Circuit Current- I_{SC} (A)	18.10	18.14	18.18	18.21	18.25
Module Efficiency η_m (%)	21.6	21.7	21.9	22.1	22.2

STC Irradiance 1000W/m², Cell Temperature 25°C, Air Mass AM1.5. *Measuring tolerance ±3%

Electrical characteristics with different power bin (reference to 10% Irradiance ratio)

Total Equivalent power - P_{MAX} (Wp)	724	729	734	740	745
Maximum Power Voltage- V_{MP} (V)	39.2	39.4	39.6	39.8	40.1
Maximum Power Current- I_{MP} (A)	18.46	18.49	18.53	18.57	18.61
Open Circuit Voltage- V_{OC} (V)	47.0	47.2	47.4	47.7	47.9
Short Circuit Current- I_{SC} (A)	19.55	19.59	19.63	19.67	19.71
Irradiance ratio (rear/front)			10%		

Product bifaciality 80±5%

ELECTRICAL DATA (NOCT)

Maximum Power- P_{MAX} (Wp)	510	514	517	521	526
Maximum Power Voltage- V_{MP} (V)	36.8	37.0	37.2	37.3	37.7
Maximum Power Current- I_{MP} (A)	13.85	13.89	13.91	13.94	13.96
Open Circuit Voltage- V_{OC} (V)	44.5	44.7	44.9	45.2	45.4
Short Circuit Current- I_{SC} (A)	14.59	14.62	14.65	14.67	14.71

NOCT Irradiance at 800W/m², Ambient Temperature 20°C, Wind Speed 1m/s.

MECHANICAL DATA

Solar Cells	Monocrystalline
No. of cells	132 cells
Module Dimensions	2384*1303*33 mm (93.86*51.30*1.30 inches)
Weight	38.3 kg (84.4 lb)
Front Glass	2.0mm (0.08 inches), High Transmission, AR Coated Heat Strengthened Glass
Encapsulant material	EVA/POE
Back Glass	2.0mm (0.08 inches), Heat Strengthened Glass (White Grid Glass)
Frame	33mm (1.30 inches) Anodized Aluminium Alloy
J-Box	IP68 rated
Cables	Photovoltaic Technology Cable 4.0mm ² (0.006 inches ²), For trail: 350/280 mm (13.78/11.02 inches) Length can be customized
Connector	MC4 EVO2 / TS4*

*Please refer to regional datasheet for specified connector.

TEMPERATURE RATINGS

NOCT (Nominal Operating Cell Temperature)	43°C (±2°C)
Temperature Coefficient of P_{MAX}	-0.30%/°C
Temperature Coefficient of V_{OC}	-0.24%/°C
Temperature Coefficient of I_{SC}	0.04%/°C

MAXIMUM RATINGS

Operational Temperature	-40~+85°C
Maximum System Voltage	1500V DC (IEC)
Max Series Fuse Rating	35A

WARRANTY

12 year Product Workmanship Warranty
30 year Power Warranty
1% first year degradation
0.4% Annual Power Attenuation

(Please refer to product warranty for details)

PACKAGING CONFIGURATION

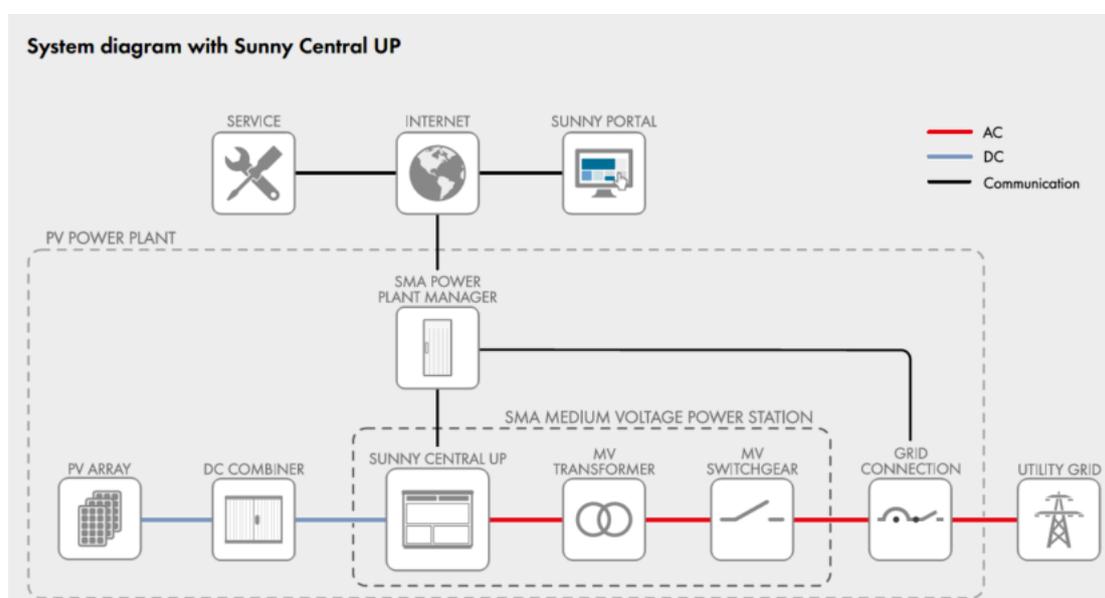
Modules per box: 33 pieces
Modules per 40' container: 594 pieces

4.2 Dispositivi di conversione, trasformazione e protezione

Nell'impianto in oggetto si intende installare dei "container" (MV Power Station) che conterranno al suo interno la seguente apparecchiatura: il convertitore di frequenza (inverter), il trasformatore elevatore e gli elementi di protezione in media tensione (celle). Tutto il sistema sarà fornito dalla stessa società produttrice marca SMA.

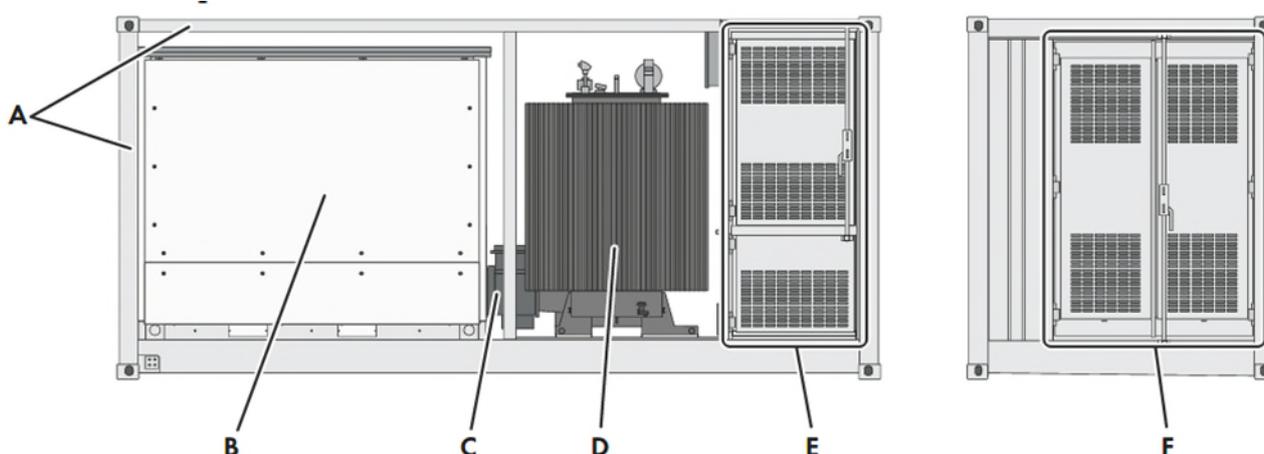
Questo tipo di "power station" con la potenza dei nuovi robusti inverter centralizzati, Sunny Central UP o Sunny Central Storage UP, e con componenti di media tensione adattati, offrono una densità di potenza ancora maggiore ed è una soluzione chiavi in mano disponibile. Essendo la scelta ideale per le centrali fotovoltaiche funzionanti a 1500 VDC.

Di seguito uno schema a blocchi di collegamento:



Queste unità preassemblate sono disponibili in diverse taglie di potenza: 2.400KVA/2.520KVA/2.640KVA/2.760KVA/4.400 KVA.

Vista frontale tipo del Power Station:



Position	Designation	Explanation
A	Rack	The MV Power Station is equipped with a rack depending on the order option "Sea freight".
B	Sunny Central	The Sunny Central is a PV inverter that converts the direct current generated in the PV arrays into grid-compliant alternating current.
C	Low-voltage connection	Low-voltage connection between medium-voltage transformer and inverter with protective cover.
D	Medium-voltage transformer	The MV transformer converts the inverter output voltage to the voltage level of the medium-voltage grid.
E	LV cabinet	The low-voltage cabinet contains the station subdistribution and the optional low-voltage transformer.
F	Medium-voltage cabinet	Medium-voltage switchgear The medium-voltage switchgear connects and disconnects the medium-voltage transformer to and from the medium-voltage grid.

La soluzione di sistema è facile da trasportare e veloce da montare e mettere in servizio. L'MVPS e tutti i componenti sono sottoposti a test di tipo.

I dispositivi di conversione (inverter) dovranno essere dimensionati in modo da consentire il funzionamento ottimale dell'impianto e rispettare la norma CEI 0-16; dovranno avere almeno 10 anni di garanzia e rendimento europeo non inferiore al 94%.

Dovranno essere dichiarate dal costruttore le seguenti caratteristiche minime:

- inverter a commutazione forzata con tecnica PWM (pulse-width modulation), senza clock e/o riferimenti interni di tensione o di corrente, assimilabile a "sistema non idoneo a sostenere tensione e frequenza nel campo normale", in conformità a quanto prescritto per i sistemi di produzione dalla norma CEI 11-20;
- funzione MPPT (Maximum Power Point Tracking) di inseguimento del punto a massima potenza sulla caratteristica I-V del campo;
- ingresso cc da generatore fotovoltaico gestibile con poli non connessi a terra, ovvero con sistema IT;
- sistema di misura e controllo d'isolamento della sezione cc; scaricatori di sovratensione lato cc; rispondenza alle norme generali su EMC: Direttiva Compatibilità Elettromagnetica (89/336/CEE e successive modifiche 92/31/CEE, 93/68/CEE e 93/97/CEE);
- trasformatore di isolamento, incorporato o no, in conformità alle prescrizioni delle norme CEI 11-20;
- protezioni di interfaccia integrate per la sconnessione dalla rete in caso di valori fuori soglia di tensione e frequenza e per sovracorrente di guasto in conformità alle prescrizioni delle norme CEI 11-20 ed a quelle specificate dal distributore elettrico locale.
- conformità marchio CE; grado di protezione IP65;
- dichiarazione di conformità del prodotto alle normative tecniche applicabili, rilasciato dal costruttore, con riferimento a prove di tipo effettuate sul componente presso un organismo di certificazione abilitato e riconosciuto;
- possibilità di monitoraggio, di controllo a distanza e di collegamento a PC per la raccolta e l'analisi dei dati di impianto (interfaccia seriale RS485 o RS232);

Per il progetto in oggetto, la conversione da corrente continua a corrente alternata, l'elevazione da bassa tensione (BT) in media tensione (MT) sarà realizzata mediante unità di conversione e di potenza di tipo centralizzato marca SMA, modello SC 4400 UP e SC 4000 UP.

Il modello utilizzato sono gli inverter da 4.000KVA, costituito da tre moduli di potenza in parallelo, ciascuno dei quali fornisce 1.333 KVA, controllati da scheda elettronica.

Ogni singolo modulo di potenza che compone l'inverter può essere attivato o disattivato, a seconda della quantità effettiva di energia disponibile sulla DC, ottenendo l'ottimizzazione dell'efficienza a qualsiasi livello di potenza.

L'impianto prevede una soluzione con sistema multi-power station alloggiati in strutture container per gruppi a 3 inverter. Il campo agrivoltaico prevede complessivamente 16 container da 4.000 KVA per un totale di 64 MW di potenza in CA.

I container, progettati e costruiti per il trasporto con tutti i componenti già installati al suo interno, hanno le seguenti dimensioni: lunghezza 6058 mm, larghezza 2.438 mm, altezza 2.896 mm.

Il container è costruito con telai in acciaio zincato.

Tutti gli inverter nel container di alloggiamento sono collocati uno accanto all'altro, con il frontale rivolto dalla stessa parte. L'aspirazione dell'aria di raffreddamento avviene dal frontale, lo scarico dell'aria calda in uscita dalla parte posteriore, come nella figura qui sotto:

La Tabella 1 riporta le caratteristiche tecniche della MV Power Station prevista:

Dati tecnici	MVPS 4000-S2	MVPS 4200-S2
Ingresso (CC)		
Inverter selezionabili	1 x SC 4000 UP oppure 1 x SCS 3450 UP oppure 1 x SCS 3450 UP-XT	1 x SC 4200 UP oppure 1 x SCS 3600 UP oppure 1 x SCS 3600 UP-XT
Tensione di ingresso max	1500 V	1500 V
Numero ingressi CC	a seconda dell'inverter scelto	
Zone Monitoring integrato	○	
Uscita (CA) lato di media tensione		
Potenza nominale con SC UP (da -25°C a +35°C / 40°C opzionale 50°C) ¹⁾	4000 kVA / 3600 kVA	4200 kVA / 3780 kVA
Potenza nominale con SCS UP (da -25°C a +25°C / 40°C opzionale 50°C) ¹⁾	3450 kVA / 2930 kVA	3620 kVA / 3075 kVA
Potenza di carica SCS UP-XT (da -25°C a +25°C / 40°C opzionale 50°C) ¹⁾	3589 kVA / 3001 kVA	3769 kVA / 3152 kVA
Potenza di scarica con SCS UP-XT (da -25°C a +25°C / 40°C opzionale 50°C) ¹⁾	4000 kVA / 3400 kVA	4200 kVA / 3570 kVA
Tensioni nominali tipiche CA con una tolleranza di +/- 10 %	da 10 kV a 35 kV	da 10 kV a 35 kV
Frequenza di rete CA	50 Hz / 60 Hz	50 Hz / 60 Hz
Gruppo vettoriale del trasformatore Dy11 / YNd11 / YNy0	● / ○ / ○	● / ○ / ○
Tipo di raffreddamento del trasformatore	KNAN ²⁾	KNAN ²⁾
Perdite standard a vuoto del trasformatore / Eco Design 1 / Eco Design 2	● / ○ / ○	● / ○ / ○
Perdite standard di corto circuito / Eco Design 1 / Eco Design 2	● / ○ / ○	● / ○ / ○
Fattore massimo di distorsione	< 3 %	
Immissione di potenza reattiva (fino a max 60% della potenza nominale)	○	
Fattore di potenza a potenza nominale / Fattore di sfasamento regolabile	1 / 0,8 induttivo fino a 0,8 capacitivo	
Rendimento inverter		
Rendimento max ³⁾ / Europ. Rendimento ³⁾ / Rendimento CEC ⁴⁾	98,8 % / 98,6 % / 98,5 %	98,8 % / 98,7 % / 98,5 %
Dispositivi di protezione		
Dispositivo di disinserzione lato ingresso	Sezionatore di carico CC	
Dispositivo di sgancio lato uscita	Interruttore a vuoto MT	
Protezione contro le sovratensioni CC	Scaricatore di sovratensioni tipo I	
Separazione galvanica	●	
Resistenza ad archi elettrici cabina elettrica MT (secondo IEC 62271-202)	IAC A 20 kA 1 s	
Dati generali		
Dimensioni (L x A x P)	6058 mm / 2896 mm / 2438 mm	
Peso	< 18 t	
Autoconsumo (max / carico parziale / medio) ¹⁾	< 8,1 kW / < 1,8 kW / < 2,0 kW	
Autoconsumo (stand-by) ¹⁾	< 370 W	
Temperatura ambiente da -25°C a +45°C / da -25°C a +55°C / da -35°C a +55°C / da -40°C a +45°C	● / ○ / ○ / ○	
Grado di protezione secondo IEC 60529	Cabine elettriche IP23D, elettronica inverter IP54	
Ambiente: standard / critico	● / ○	
Valore massimo ammissibile per l'umidità relativa	95% (per 2 mesi/anno)	
Altitudine operativa max. s.l.m. 1000 m / 2000 m	● / ○	
Fabbisogno d'aria fresca inverter	6500 m ³ /h	
Dotazione		
Collegamento CC	Capicorda	
Collegamento CA	Connettore angolare conico esterno	
Tap changer per trasformatore di media tensione: senza / con	● / ○	
Avvolgimento di schermatura per trasformatore MT: senza / con	● / ○	
Pacchetto monitoraggio	○	
Colore involucro cabina	RAL 7004	
Trasformatore per utilizzatori esterni: senza / 10 / 20 / 30 / 40 / 50 / 60 kVA	● / ○ / ○ / ○ / ○ / ○ / ○	
Impianto di distribuzione in media tensione: senza / 1 feeder / 3 feeder		
2 feeder con sezionatore di carico, 1 feeder trasformatore con interruttore di potenza, resistenza ad arco elettrico interno IAC A FL 20 kA 1 s secondo IEC 62271-200	● / ○ / ○	
Resistenza ai cortocircuiti impianto di distribuzione in media tensione (20 kA 1 s / 20 kA 3 s / 25 kA 1 s)	● / ○ / ○	
Accessori dei quadri di distribuzione in media tensione: senza / contatti ausiliari / motore per feeder trasformatore / collegamento a cascata / monitoraggio	● / ○ / ○ / ○ / ○	
Contenitore di raccolta olio integrato: senza / con	● / ○	
Standard (per ulteriori standard si veda la scheda tecnica dell'inverter)	IEC 60076, IEC 62271-200, IEC 62271-202, EN50588-1, CSC Certificate	
Denominazione del tipo	MVPS-4000-S2-10	MVPS-4200-S2-10

● Dotazione di serie ○ Opzionale — Non disponibile

1) Dati riferiti all'inverter. Per ulteriori dettagli si veda la scheda tecnica dell'inverter.

2) KNAN = estere con raffreddamento naturale ad aria

3) Efficienza misurata sull'inverter senza autoalimentazione

4) Efficienza misurata sull'inverter con autoalimentazione

4.2.1 Trasformatori

Il trasformatore AT/BT è il collegamento tra l'inverter e la rete di alta tensione. Le posizioni degli elementi di comando e di visualizzazione del trasformatore di media tensione possono variare a seconda del produttore e delle opzioni selezionata. La pressione e il livello dell'olio possono essere monitorati tramite un relè di protezione ermetico, come elementi opzionali.

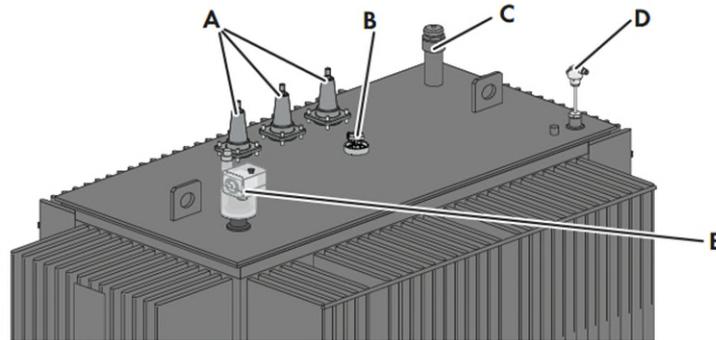


Figure 12: Components of the medium-voltage transformer (example)

Position	Designation
A	High-voltage enclosure openings for the connection of AC cables.
B	Tap changer for adjusting the transmission ratio*
C	Oil filler neck with pressure relief valve*
D	Oil temperature (thermometer PT100)
E	Hermetic protection device or single devices for pressure and oil level*

* Optional

Fig. 4: Trasformatore interno allo skid o container

I trasformatori di elevazione BT/MT saranno di potenza pari a 4.000KVA a singolo secondario. Si riportano di seguito le caratteristiche tecniche:

- Frequenza nominale: 50 Hz/60Hz
- Rapporto di trasformazione: $V1n/V2n$: 600 V/36KV
- Campo di Regolazione tensione maggiore: $\pm 2 \times 2,5\%$
- Tipologia di isolamento: ad olio
- livello di isolamento primario: 1,1/3 kV
- livello di isolamento secondario: 36/70/120KV
- Simbolo di collegamento: Dy11
- $U_{cc}=8,3\%$
- Collegamento primario: a triangolo
- Collegamento secondario: a stella
- Temperatura ambiente max 45°C.
- Installazione esterna
- tipo raffreddamento KNAN

- altitudine sul livello del mare ≤ 1000 m
- Fattore massimo di distorsione: $<3\%$

La Figura 1 mostra un esempio di trasformatore ad olio.

Lo skid prevede la vasca di raccolta olio integrato.

4.3 Sistema di accumulo

Il progetto in esame prevede l'installazione affianco ogni Power Station di impianti di accumulo a batterie BESS (Battery Energy Storage System), che si occuperanno di gestire l'accumulo di parte dell'energia prodotta dall'impianto fotovoltaico per poterlo rendere disponibile quando sarà necessario.

Il sistema prevede che gli inverter già presenti nelle Power Station usufruiscano fino a n.6 ingressi per il sistema di accumulo e n.18 per le stringhe del campo fotovoltaico, per un totale di n.24 ingressi per inverter.

Le unità Bess comprendono un container a cielo aperto installata su basamenti metallici (skid) con un inverter trifase stabilizzato termicamente ed a elevata densità di potenza.

In totale, è prevista l'installazione di 16 stazioni di potenza BESS comprendenti rispettivamente alle 16 MVPS (power station), tipo SC4000UP della SMA.

Principali caratteristiche:

- Batterie LFP (Litio-Ferro-Fosfato) con elevata stabilità termica.
- Grado di protezione IP55 per soddisfare i requisiti di applicazioni all'aperto.
- Resistenza alla corrosione fino al livello di corrosione C5, con un'affidabilità di 20 anni.
- Strategia di protezione antincendio orientata alla prevenzione; sistema di protezione antincendio separato.
- Disponibile per l'integrazione con l'avanzato CATL tecnologie (ad es. cella opzionale con cicli super-lunghi fino a 12.000 cicli).
- Sistema di raffreddamento a liquido integrato ad alta efficienza, con differenza di temperatura nel contenitore limitata a 5°C .
- Design modulare per il sistema a 1.500 V.
- Disposizione separata del locale elettrico e del locale batterie per una comoda manutenzione.
- Design non walk-in/modulare con elevata integrazione, risparmio la superficie calpestabile del 35%
- Installazione prefabbricata, riducendo l'installazione in loco costi e tempi di messa in servizio.

● Liquid Cooling Solution



EnerC
Containerized Liquid Cooling Battery System



High level of safety

- LFP batteries with high thermal stability
- Protection level of IP55 to meet the requirements of outdoor applications
- Resistance up to C5 corrosion level, with 20-year reliability
- Prevention-oriented fire protection strategy, with a separate fire protection system



Long service life

- Available for integration with CATL's advanced technologies (e.g. optional cell with super-long cycling up to 12,000 cycles)
- Integrated high-efficiency liquid-cooling system, with the temperature difference in the container limited to 5°C



High integration

- Modular design for the 1,500V system
- Separate arrangement of electrical room and battery room for convenient maintenance
- Non-walk-in/modular design with high integration, saving the floor space by 35%
- Prefabricated installation, reducing on-site installation costs and commissioning time

Basic Parameters	
Configuration	10P416S
Cell capacity [Ah]	280
Rated voltage [V]	1531.2
Rated energy [MWh]	3.72
IP Rating	IP55
Product weight [T]	35
Dimensions [L*W*H] [mm]	6058*2462*2896

Testing and certification



Fig 2: Scheda tecnica batteria centralizzata

4.4 Inseguitore solare e strutture di supporto

Un inseguitore solare è un dispositivo meccanico automatico il cui scopo è quello di orientare il pannello fotovoltaico nella direzione dei raggi solari. Gli inseguitori fotovoltaici mono assiali (tracker) sono dispositivi che "inseguono" il Sole ruotando attorno a un solo asse.

Grazie a questi strumenti - noti anche come tracker solari - è possibile orientare il pannello fotovoltaico verso l'irraggiamento solare, permettendo di mantenere sempre l'inclinazione di 90° tra il pannello e i raggi del sole, in modo da ottimizzare l'efficienza energetica.

I moduli fotovoltaici saranno sorretti da montanti in acciaio infissi nel terreno a file parallele con asse nord-sud ed opportunamente distanziate sia per mantenere gli spazi necessari sia ad evitare il reciproco ombreggiamento dei pannelli laterali, sia per l'impiego di questi "corridoi" naturali di terreno per il transito di macchine agricole atte alla manutenzione e al lavaggio delle superfici attive dei moduli nonché alla necessaria pulizia dei luoghi.

In definitiva, i supporti dei pannelli sono costituiti da strutture a binario, composte da due profilati metallici distanziati tra loro da elementi trasversali che formano la superficie di appoggio dei pannelli. Tali strutture sono collegate a dei montanti verticali, costituiti da pali metallici di opportuno diametro, i quali garantiscono l'appoggio del terreno per infissione diretta, senza ricorso quindi a fondazioni permanenti.

L'inseguitore mono assiale utilizza una tecnologia elettromeccanica per seguire ogni giorno l'esposizione lungo l'arco solare est-ovest su un asse di rotazione orizzontale nord-sud, posizionando così i pannelli sempre con l'angolazione ottimale.

L'inseguitore solare ha lo scopo di ottimizzare la produzione elettrica dell'effetto fotovoltaico (il silicio cristallino risulta molto sensibile al grado di incidenza della luce che ne colpisce la superficie. Le modalità di inseguimento utilizzano la tecnica del backtracking: i servomeccanismi orientano i moduli in base ai raggi solari solo nella fascia centrale della giornata, e invertono il tracciamento a ridosso dell'alba e del tramonto. La posizione notturna di un campo fotovoltaico con backtracking è con i pannelli perfettamente orizzontali rispetto al piano campagna. Dopo l'alba, il disassamento dell'ortogonale dei moduli rispetto ai raggi solari viene progressivamente ridotto in base all'orario ed alla stagione programmata. Prima del tramonto viene eseguita una analoga procedura, ma in senso contrario, riportano i moduli del campo fotovoltaico in posizione orizzontale per il periodo notturno.

L'algoritmo di backtracking che comanda i motori elettrici consente ai moduli fotovoltaici di seguire automaticamente il movimento del sole durante tutto il giorno, arrivando a catturare il 25 % in più di luce solare rispetto al sistema ad inclinazione fissa previsto dal progetto originario.

Si possono distinguere quattro grandi tipi di inseguitori:

- inseguitori di tilt;
- inseguitori di rollio;
- inseguitori di azimut;
- inseguitori ad asse polare.

Nel caso specifico, saranno utilizzati inseguitori di rollio.

Le strutture di supporto dei moduli fotovoltaici sono realizzate in profilati metallici in acciaio zincato su cui vengono fissati i moduli, rigidamente collegati ad una trave centrale mossa da un piccolo motore elettrico che consente la rotazione. La struttura è ancorata al terreno mediante montanti metallici infissi nel terreno mediante una macchina operatrice munita di battipalo.

Tale metodologia di fissaggio garantisce un'ottima stabilità della struttura, rendendola capace di sopportare le sollecitazioni causate dal carico del vento e dal sovrastante peso strutturale (moduli fotovoltaici).

Questa tecnica di infissione permette di non interferire né con la morfologia del terreno né col suo assetto agrario ed idrografico, evitando l'utilizzo e la posa di qualsiasi altra struttura di ancoraggio (es. plinti in calcestruzzo).

Per il progetto in oggetto si utilizzeranno tracker della Convert Italia S.p.A., in soluzione 1P (configurazione unifilare) con interasse tra le file pari a c.a 6,60 metri e distanza libera di passaggio tra i moduli .c.a 3,90m/5m. Agli estremi delle file, al limite con la strada interna o la recinzione si prevede uno spazio libero (raggio di curvatura) di almeno 4 m che consenta il transito dei macchinari agricoli (trattori).

Si prevede inoltre l'impiego delle seguenti tipologie di strutture:

- Struttura 1x28 e 1x14 moduli fotovoltaici da 690 Wp disposti in portrait;

Eventuali diverse modalità di installazione dei pannelli fotovoltaici potranno essere valutate nella successiva fase progettuale a seguito di più puntuali riscontri che scaturiranno dall'esecuzione delle indagini geologiche e geotecniche di dettaglio e dei rilievi topografici.

Si riassumono di seguito le caratteristiche ed i vantaggi della struttura utilizzata:

- Logistica

- Alto grado di prefabbricazione
- Montaggio facile e veloce
- Componenti del sistema perfettamente integrati

Caratteristiche meccaniche

- Tecnologia inseguimento: orizzontale, tracker bilanciato a singolo asse con file guidate in modo indipendenti in entrambi i sensi di rotazione.
- Massimo errore dell'inseguimento: +/-2°
- Angolo di rotazione: +/-55°
- Compatibilità moduli: adattabile ad ogni tipo di moduli fotovoltaici (bifacciali).
- Inclinazione del terreno: fino a 7° N-S (oltre in opzione). Illimitato E-O.
- Configurazione: 1 modulo in "portrait"

Specifiche elettroniche

- Motore: attuatore lineare con motore a induzione CA con decodificatore integrato
- - Sistema: quadro elettronico di controllo per una molteplicità di architetture.
- - Alimentazione elettrica: alimentazione da sorgente ausiliare in CA, autoalimentato da stringa fotovoltaica (soluzione patentata senza batterie) oppure alimentatore intelligente integrato con inverter di stringa.
- - Rango di temperatura operativa: -20°C/+50°C (ranghi estenditi a richiesta).
- - Metodo di inseguimento solare: orologio astronomico con GPS, auto configurabile; non richiede sensore di tilt o di irradiazione.
- Comunicazione: da remoto via Modbus in tempo reale oppure tempo reale locale.

Installazione

- Fondazione: Compatibile con ogni tipo di fondazione (calcestruzzo, palo o avvitemento a terra).
- Metodo di installazione: non richiede personale specializzato.
- Metodo di installazione moduli: con morsetto, bullone o rivetto

4.5 Quadri elettrici di alta tensione

Per il progetto in esame è previsto un quadro a 36kV collettore di impianto denominato "QAT" che sarà installato ai confini dell'area impianto agrivoltaico; il suddetto quadro raccoglie le linee in arrivo a 36kV dalle cabine di conversione e trasformazione dei vari cluster oltre a fornire i Servizi Ausiliari per l'area del campo fotovoltaico.

Alla cabina di raccolta arriveranno n.3 linee a 36kV.

La linea 1 raccoglierà la produzione di energia elettrica del sottocampo 1 tramite cavo ARE4H5EE - 20,8/36 KV - 2X(3x1x300mm²); la linea 2 del sottocampo 2 tramite cavo ARE4H5EE - 20,8/36 KV - 2X(3x1x300mm²) e la linea 3 dal sottocampo 3 tramite cavo ARE4H5EE - 20,8/36 KV - 3x1x120mm².

Le caratteristiche tecniche del quadro a 36kV sono le seguenti:

- Tensione nominale/esercizio: 27-36 kV
- Frequenza nominale: 50 Hz
- N° fasi: 3
- Corrente nominale delle sbarre principali: fino a 1250 A

- Corrente di corto circuito: 31.5 kA/1s o 40kA/0,5s
- Potere di interruzione degli interruttori alla tensione nominale: 16-25 kA
- Tenuta arco interno: 31,5kA/1s o 40kA/0,5s

Il quadro e le apparecchiature posizionate al suo interno dovranno essere progettati, costruiti e collaudati in conformità alle Norme CEI (Comitato Elettrotecnico Italiano), IEC (International Electrotechnical Commission) in vigore.

Ciascun quadro elettrico sarà formato da unità affiancabili, ognuna costituita da celle componibili e standardizzate, in esecuzione senza perdita di continuità d'esercizio secondo IEC 62271-200, destinato alla distribuzione d'energia a semplice sistema di sbarra.

Il quadro sarà realizzato in esecuzione protetta e sarà adatto per l'installazione all'interno in accordo alla normativa CEI/IEC. La struttura portante dovrà essere realizzata con lamiera d'acciaio di spessore non inferiore a 2 mm.

Il quadro dovrà garantire la protezione contro l'arco interno sul fronte del quadro fino a 40kA per 0.5 s (CEI-EN 60298).

Le celle saranno destinate al contenimento delle apparecchiature di interruzione automatica con 3 poli principali indipendenti, meccanicamente legati e aventi ciascuno un involucro isolante, di tipo "sistema a pressione sigillato" (secondo definizione CEI 17.1, allegato EE), che realizza un insieme a tenuta riempito con esafluoruro di zolfo (SF6) a bassa pressione relativa, delle parti attive contenute nell'involucro e di un comando manuale ad accumulo di energia tipo RI per versione SF1, (tipo GMH elettrico per SF2).

Gli interruttori saranno predisposti per ricevere l'interblocco previsto con il sezionatore di linea, e potranno essere dotati dei seguenti accessori:

- comando a motore carica molle;
- comando manuale carica molle;
- sganciatore di apertura;
- sganciatore di chiusura;
- conta manovre meccanico;
- contatti ausiliari per la segnalazione di aperto - chiuso dell'interruttore.

Il comando degli interruttori sarà del tipo ad energia accumulata a mezzo molle di chiusura precaricate tramite motore, ed in caso di emergenza con manovra manuale.

Le manovre di chiusura ed apertura saranno indipendenti dall'operatore.

Il comando sarà a sgancio libero assicurando l'apertura dei contatti principali anche se l'ordine di apertura è dato dopo l'inizio di una manovra di chiusura, secondo le norme CEI 17-1 e IEC 56.

Il sistema di protezione associato a ciascun interruttore cluster è composto da:

- trasduttori di corrente di fase e di terra (ed eventualmente trasduttori di tensione) con le relative connessioni al relè di protezione;
- relè di protezione con relativa alimentazione;
- circuiti di apertura dell'interruttore.

Il sistema di protezione sarà costituito da opportuni TA di fase, TO (ed eventualmente TV) che forniscono grandezze ridotte a un relè che comprende la protezione di massima corrente di fase almeno bipolare a tre

soglie, una a tempo dipendente, le altre due a tempo indipendente definito. Poiché la prima soglia viene impiegata contro il sovraccarico, la seconda viene impiegata per conseguire un intervento ritardato e la terza per conseguire un intervento rapido, nel seguito, per semplicità, ci si riferirà a tali soglie con i simboli:

- I> (sovraccarico);
- I>> (soglia 51, con ritardo intenzionale);
- I>>> (soglia 50, istantanea);
- 67N protezione direzionale di terra.
- 85 tele scatto

La regolazione della protezione dipende dalle caratteristiche dell'impianto dell'Utente. I valori di regolazione della protezione generale saranno impostati dall'Utente in sede di progetto esecutivo

Sono previste, inoltre, le seguenti protezioni:

- massima tensione (senza ritardo intenzionale) (soglia 59);
- minima tensione (ritardo tipico: 300 ms) (soglia 27);
- massima frequenza (senza ritardo Rev. 0 - del 21/07/2022);
- minima frequenza (senza ritardo intenzionale) (soglia 81<);
- massima tensione omopolare V0 (ritardata) (soglia 59N). intenzionale) (soglia 81>).

La cabina di raccolta trasmetterà l'energia elettrica verso la SEU mediante cavidotto interrato con cavi ARE4H5EE - 20,8/36 KV - 3X(3x1x500mm²).

4.6 Cavi elettrici

Per l'interconnessione tra le cabine interne al campo fotovoltaico e del cavidotto in uscita alla sezione a 36 kV della Stazione Elettrica verranno usati cavi del tipo ARE4H5EE – 20,8KV/36KV. I cavi sono isolati in polietilene del tipo XLPE, con doppia guaina, la prima di PE composto estruso e la seconda idem con una miglioria alla resistenza agli impatti, con conduttore in alluminio.

Caratteristiche tecniche:

- Anima: Conduttore a corda rotonda compatta di alluminio (classe 2 acc. to IEC 60228).
- Semiconduttivo interno: composto semiconduttore estruso.
- Isolante: Mescola di polietilene reticolato estruso (XLPE).
- Semiconduttivo esterno: mescola semiconduttore estrusa.
- Tenuta all'acqua longitudinale: nastro semiconduttore bloccaggio acqua.
- Schermatura metallica e barriera radiale all'acqua: nastro di alluminio longitudinalmente applicato (spessore nominale 0,20 mm).
- Prima Guaina: mescola di PE estruso.
- Seconda guaina: mescola di PE estruso colore rosso.

Applicazioni

I cavi possono essendo installati in posa interrata non richiedono caratteristiche speciali, come ad esempio:

- non propagazione dell'incendio e ridotta emissione di sostanze corrosive;
- ridottissima emissione di fumi opachi e gas tossici e assenza di gas corrosivi.

La sezione dei cavi per i vari collegamenti è tale da assicurare una durata di vita soddisfacente dei conduttori e degli isolamenti sottoposti agli effetti termici causati dal passaggio della corrente elettrica per periodi prolungati e in condizioni ordinarie di esercizio e tali da garantire in ogni sezione una caduta di tensione non superiore al 2%.

Per i cavi così detti solari, la portata dei cavi (Iz) alla temperatura di 60°C indicata dal costruttore è maggiore della corrente di cortocircuito massima delle stringhe.

Altri cavi utilizzati nel progetto:

- Cavi di bassa tensione per CC: H1Z2Z2-K – 1,5/1,5 KV
- Cavi di bassa tensione: FG16R16, FG16OR16 0,6/1 kV
- Cavi di bassa tensione: ARE4R, ARE4OR 0,6/1 kV
- Cavi di bus: speciale MOD BUS / UTP CAT6 ethernet.

4.7 Impianto di messa a terra

L'impianto di terra sarà unico per tutta l'area del campo fotovoltaico, ad esso dovranno essere connessi tutti i conduttori che realizzano la messa a terra di funzionamento (scaricatori e sistemi per la protezione contro le scariche atmosferiche ed elettrostatiche), l'impianto di terra dovrà essere eseguito in modo da soddisfare le seguenti condizioni:

- efficienza garantita nel tempo;
- dispersione delle correnti di guasto senza subirne danni.

L'impianto comprenderà, infine, la rete dei conduttori di protezione, installati negli stessi condotti dei cavi di fase ed estesa a tutti gli utilizzatori.

L'impianto di terra viene realizzato sotto forma di conduttore circolare chiuso, integrato con dei picchetti di messa a terra. Il conduttore circolare, infatti, limita la tensione di un fulmine. I picchetti di terra, invece, garantiscono un valore di resistenza di terra ancora più contenuto e costante per l'intero impianto di messa a terra.

L'impianto di terra dovrà essere coordinato in modo opportuno per evitare, in caso di guasto sulle apparecchiature in AT, il trasferimento di elevate tensioni totali di terra che, attraverso il percorso elettrico, si potrebbero propagare alle masse e alle masse estranee dell'impianto utilizzatore.

La realizzazione della messa a terra consiste nel collegamento all'impianto di terra esistente delle masse dell'impianto fotovoltaico.

Un buon livello di sicurezza sia all'interno sia all'esterno dell'impianto la si ottiene contenendo le tensioni di passo e di contatto con particolari accorgimenti atti a ridurre i gradienti di potenziale nel terreno e a garantire una efficiente equipotenzialità tra le masse e le masse estranee.

La cabina elettrica deve essere dotata di un impianto di terra conforme alle Norme CEI 64-8; le masse estranee facenti parte della cabina devono essere collegate all'impianto di terra secondo le prescrizioni della Norma CEI EN 61936 e CEI EN 50522.

L'impianto disperdente sarà realizzato al di sotto del vano cabina mediante la realizzazione di una maglia di terra realizzata con treccia di rame nudo da 35mm² e 50mm². I conduttori saranno fissati mediante morsetti a pettine.

L'impianto di terra, in presenza della corrente di guasto IG (fornita dal Distributore) non deve presentare in nessun punto, sia interno che esterno alla "power station", una tensione di passo e di contatto superiore al valore di tensione specificato nelle Norme CEI assunto in relazione al tempo di intervento delle protezioni. In sede di collaudo dovrà essere effettuata una misura della tensione di passo e di contatto secondo il dettato della Norma CEI 64-8 al fine di verificare il corretto dimensionamento della rete di terra.

Il campo fotovoltaico sarà gestito come sistema IT, ovvero con nessun polo connesso a terra. Le stringhe saranno, costituite dalla serie di singoli moduli fotovoltaici e singolarmente sezionabili, provviste di diodo di blocco e di protezioni contro le sovratensioni.

Deve essere prevista la separazione galvanica tra la parte in corrente continua dell'impianto e la rete; tale separazione può essere sostituita da una protezione sensibile alla corrente continua solo nel caso di impianti monofase.

Soluzioni tecniche diverse da quelle sopra suggerite, sono adottabili, purché nel rispetto delle norme vigenti e della buona regola dell'arte.

Ai fini della sicurezza, se la rete di utente o parte di essa è ritenuta non idonea a sopportare la maggiore intensità di corrente disponibile (dovuta al contributo dell'impianto fotovoltaico), la rete stessa o la parte interessata dovrà essere opportunamente protetta.

La struttura di sostegno verrà regolarmente collegata all'impianto di terra opportunamente predisposto.

Tutte le parti metalliche accessibili delle macchine, delle apparecchiature, e della struttura suscettibili di entrare in contatto con elementi in tensione in seguito a guasti o di introdurre il potenziale di terra devono essere collegate al dispersore normalmente per mezzo di una sbarra che funge da collettore.

Inoltre, l'efficienza dell'impianto di terra deve essere garantita nel tempo, e le correnti di guasto devono essere sopportate senza danno.

Normativa

- Legge 5 marzo 1990, n° 46: "Norme per la sicurezza degli impianti";
- Norma CEI 64-8: "Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1.000 V in corrente alternata e a 1.500 V in corrente continua";
- Norma CEI 64-12: "Guida per l'esecuzione dell'impianto di terra negli edifici per uso residenziale e terziario";
- Norma CEI 64-14: "Guida alla verifica degli impianti elettrici utilizzatori";
- Norma CEI 81-10: "Protezione di strutture contro i fulmini".

4.8 Impianto di monitoraggio

L'impianto dovrà essere dotato di sistema di monitoraggio sia in remoto, via Web, che tramite dedicato schermo indicatore di produzione. Il sistema per il monitoraggio dell'impianto fotovoltaico globale indicherà la potenza istantaneamente prodotta, la produzione energetica giornaliera e la produzione energetica totale degli impianti, a partire dalla loro attivazione.

Il sistema dovrà comprendere inoltre la seguente componentistica o equivalente:

- schede di interfaccia dati RS485, da installare internamente in ogni inverter.
- centrale di comunicazione.
- adattatore Ethernet - RS232 e relativo alimentatore
- cavo di segnale RS 485 e cablaggi relativi.
- cavo di segnale Ethernet incrociato (cross cable) di cat. 6 minimo, e cablaggi relativi.
- cavo di segnale RS 232 e cablaggi relativi.

4.9 Sistemi ausiliari

4.9.1 Videosorveglianza

Le aree occupate dall'impianto fotovoltaico saranno recintate e sottoposte a sorveglianza dal personale in loco o automaticamente dalla presenza di un sistema integrato anti-intrusione di cui sarà eventualmente dotata l'intera zona.

Tale sistema, se presente, sarà composto dalle seguenti apparecchiature principali:

- telecamere TVCC tipo fisso Day-Night, per visione diurna e notturna, con illuminatore a IR, ogni 35 m;
- cavo alfa con anime magnetiche, collegato a sensori microfonici, agganciato alle recinzioni a media altezza, e collegato alla centralina d'allarme in cabina;
- barriere a microonde sistemate in prossimità della muratura di cabina;
- n.1 badge di sicurezza a tastierino, per accesso alle cabine;
- n.1 centralina di sicurezza integrata installata in cabina.

I sistemi appena elencati funzioneranno in modo integrato.

Il cavo alfa sarà in grado di rilevare le vibrazioni trasmesse alla recinzione esterna in caso di tentativo di scavalco o danneggiamento.

Le barriere a microonde rileveranno l'accesso in caso di scavalco o effrazione nelle aree del cancello e/o della cabina.

Le telecamere saranno in grado di registrare oggetti in movimento all'interno del campo, anche di notte; la centralina manterrà in memoria le registrazioni.

I badge impediranno l'accesso alle cabine elettriche e alla centralina di controllo ai non autorizzati.

Al rilevamento di un'intrusione da parte di qualsiasi sensore in campo, la centralina di controllo, alla quale saranno collegati tutti i sopradetti sistemi, invierà una chiamata alla più vicina stazione di polizia e al responsabile di impianto tramite un combinatore telefonico automatico e trasmissione via antenna gsm.

Parimenti, se l'intrusione dovesse verificarsi di notte, il campo verrebbe automaticamente illuminato a giorno dai proiettori.

4.9.2 Illuminazione

Sarà realizzato un impianto di illuminazione per la videosorveglianza composto da armature IP65 in doppio isolamento (classe 2) con lampade a LED posti nelle immediate vicinanze delle telecamere e quindi sulla

sommità del palo. Quindi, la morsettiera a cui saranno attestati i cavi dovrà essere anche essa in classe 2 e i pali utilizzati, se metallici, non dovranno essere collegati a terra.

Il sistema è stato progettato al fine di garantire il minimo possibile di energia e inquinamento luminoso utilizzando le moderne tecnologie a LED e prevedendo un sistema di sensori, già presente per l'impianto di sicurezza, che sarà tarato per attivarsi esclusivamente con la presenza di entità significative (per massa e volume). Ciò consentirà all'impianto di non attivarsi per la maggior parte del tempo e di non attivarsi per la presenza della fauna locale di piccola e media taglia (es. volpi, conigli, istrici ecc.).

5 Sistema antincendio e rischio incidenti

5.1 Sistema antincendio impianto fotovoltaico

L'impianto fotovoltaico, ai sensi del DPR 151/2011, sarà soggetto ai controlli dei Vigili del Fuoco per quanto attiene all'area di generazione:

- Attività 48: Centrali termoelettriche, macchine elettriche fisse con presenza di liquidi isolanti combustibili in quantitativi superiori a 1 mc (per quanto attiene all'olio isolante contenuto nei trasformatori BT/AT);

Saranno rispettate le fasce di rispetto previste dalla normativa vigente e le indicazioni sugli accessi alle aree, nonché le prescrizioni del Comando provinciale dei Vigili del Fuoco.

Per gli interventi di prima necessità, in prossimità delle strumentazioni elettriche quali inverter, quadri, e trasformatori, saranno localizzati/installati estintori adatti, catalogati secondo la classe E, caricati con estinguente del tipo non tossico.

Per gli interventi di prima necessità nell'intera area dell'impianto fotovoltaico saranno inoltre localizzati/installati estintori adatti per classe A-B-C con capacità estinguente non inferiore a 13A - 89B, caricati con polveri o fluidi del tipo non tossico.

5.2 Rischio incidenti – Sicurezza dei lavoratori

In relazione alla presenza di lavoratori, si sottolinea come l'impianto fotovoltaico in fase di esercizio preveda attività di carattere saltuario.

Il personale addetto alla manutenzione dell'impianto sarà esclusivamente rappresentato da personale addestrato e abilitato a operare su impianti elettrici, ed avrà il compito di supervisione e controllo delle apparecchiature elettriche. Tutti i lavoratori saranno informati – formati ed equipaggiati di D.P.I. in linea con le disposizioni del D.Lgs 81/2008 e successive modificazioni e/o integrazioni.

6 Calcolo della producibilità

Facendo riferimento ai dati radiometrici della provincia della Puglia e con riferimento al Comune di Pancrazio Salentino, si è proceduto al calcolo della producibilità per l'impianto fotovoltaico in oggetto mediante apposito software PVsyst.

Si riporta di seguito il report del calcolo effettuato, da cui si evince che la producibilità totale annua stimata è pari a 127.785 MWh/anno al netto delle perdite di impianto.

6.1 Benefici ambientali

Sulla base della producibilità annua è possibile determinare una stima dei benefici ambientali connessi alla realizzazione dell'opera in oggetto.

La messa in esercizio dell'impianto consentirà di:

- avere un risparmio di circa 28.340 TEP¹ (Tonnellate Equivalenti di Petrolio) all'anno;
- evitare l'emissione in atmosfera di circa 62.350 tonnellate di CO₂² l'anno;

Note:

¹ Il dato è ricavato sulla base di un valore standard indicato come consumo specifico medio lordo convenzionale fornito dalla società Terna S.p.a. (1 TEP genera 4.545 kWh di energia utile).

² Il valore è calcolato sulla base di un indicatore chiave fornito dalla commissione europea: intensità di CO₂= 2,2 tCO₂/TEP.

6.2 Collegamento alla Rete Alta Tensione (AT)

L'energia elettrica prodotta dal campo dell'impianto fotovoltaico verrà trasferita dalle cabine inverter alla cabina elettrica di raccolta che poi tramite cavidotto interrato a 36KV e lungo circa 9,2 Km si attesterà a una Sottostazione di Utenza (SEU) condominiale dove si procederà a elevare la tensione da 36KV a 150 KV per poi collegarsi alla SE di Terna Celino San Marco. Quindi il limite di batteria dell'impianto sarà la cella di AT a 36KV dentro la SEU.

La SE successivamente farà l'elevazione da 150KV a 380KV per collegarla alla Rete di Trasmissione Nazionale (RTN).