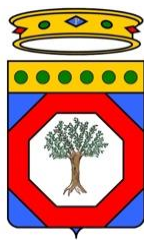


REGIONE PUGLIA



PROVINCIA DI FOGGIA



COMUNE DI ASCOLI SATRIANO



Denominazione impianto:

PIDOCCHIO

Ubicazione:

Comune di Ascoli Satriano (FG)
Località "Pidocchio"

Foglio: 82

Particelle: 21, 27, 163, 209

PROGETTO DEFINITIVO

per la realizzazione di un impianto agrovoltaiico da ubicare in agro del comune di Ascoli Satriano (FG) in località "Pidocchio", potenza nominale pari a 21,4266 MW in DC e potenza in immissione pari a 20 MW in AC, e delle relative opere di connessione alla RTN ricadenti nello stesso comune.

PROPONENTE

**GIT STELLA DI ITALIA S.r.l.**

Roma (RM) Via della Mercede 11 - CAP 00187

Partita IVA: 15513011005

Indirizzo PEC: gitstelladiitalia@legalmail.it**Codice Autorizzazione Unica****ATFX1T0**

ELABORATO

Calcoli preliminari sugli impianti

Tav. n°

1CPI

Scala

Aggiornamenti	Numero	Data	Motivo	Eseguito	Verificato	Approvato
	Rev 0	Giugno 2022	Istanza per l'avvio del procedimento di rilascio del provvedimento di VIA nell'ambito del Provvedimento Unico in materia Ambientale ai sensi dell'art.27 del D.Lgs.152/2006 e ss.mm.ii.			
Rev 1	Aprile 2023	Aggiornamento progettuale del Piano Tecnico delle Opere di connessione.				

PROGETTAZIONE

GRM GROUP S.R.L.

Via Caduti di Nassiriya n. 179

70022 Altamura (BA)

P. IVA 07816120724

PEC: grmgroupsrl@pec.it

Tel.: 0804168931



IL TECNICO

Dott. Ing. DONATO FORGIONE

Via Raiale n. 110/Bis

65128 Pescara (PE)

Ordine degli Ingegneri di Pescara n. 1814

PEC: grmgroupsrl@pec.it

Cell:0804168931



Dott. Ing. ANTONIO MISCHITELLI

Via Mons. TORTORELLI n.33

71013 San Giovanni Rotondo (FG)

Ordine degli Ingegneri di Foggia n. 1797

PEC: antonio.mischitelli2@ingpec.eu

Cell: 320 2911253



Spazio riservato agli Enti

PREMESSA	3
DATI GENERALI IDENTIFICATIVI DELLA SOCIETÀ PROPONENTE	3
RIFERIMENTI NORMATIVI	4
CRITERIO GENERALE DI CALCOLO	11
CRITERIO DI STIMA DELL'ENERGIA PRODOTTA.....	11
DATI GENERALI DEL PROGETTO.....	14
CALCOLI E VERIFICHE ELETTRICHE.....	25

CALCOLI PRELIMINARI SUGLI IMPIANTI

PREMESSA

Il sottoscritto ing. Antonio MISCHITELLI, nato ad San Giovanni Rotondo (FG) il 01/07/1968, C.F. MSCNTN68L01H926X, regolarmente iscritto all'Albo degli Ingegneri della Provincia di Foggia col n. 1797, titolare dello Studio Tecnico Mischitelli, con sede in Via Mons. TORTORELLI, 33 – 71013 San Giovanni Rotondo (FG), P.I. 02173200714 incaricato dalla società GIT STELLA D'ITALIA s.r.l., con sede in Via della Mercede, 11 00187 Roma (RM), P.I. 15513011005, della progettazione dell'impianto elettrico a servizio dell'impianto agrovoltaiico da 21,4266MWp in DC da realizzarsi in località Pidocchio in agro del comune di Ascoli Satriano (FG), redige la presente relazione tecnica di impianto.

Il progetto è finalizzato alla produzione della cosiddetta energia elettrica "pulita" e ben si inquadra nel disegno nazionale di incremento delle risorse energetiche utilizzando fonti alternative a quelle di sfruttamento dei combustibili fossili, ormai reputate spesso dannose per gli ecosistemi e per la salvaguardia ambientale.

DATI GENERALI IDENTIFICATIVI DELLA SOCIETÀ PROPONENTE

Il progetto in esame è proposto dalla società:

GIT STELLA D'ITALIA s.r.l.

VIA DELLA MERCEDE 11 – 00187 ROMA (RM)

P.IVA 15513011005

PEC gitstelladitalia@legalmail.it



RIFERIMENTI NORMATIVI

Gli impianti agrovoltai e i relativi componenti devono rispettare, ove di pertinenza, le prescrizioni contenute nelle seguenti norme di riferimento, comprese eventuali varianti, aggiornamenti ed estensioni emanate successivamente dagli organismi di normazione citati.

Si applicano inoltre i documenti tecnici emanati dai gestori di rete riportanti disposizioni applicative per la connessione di impianti fotovoltaici collegati alla rete elettrica e le prescrizioni di autorità locali, comprese quelle dei VVFF.

Normativa generale

Decreto Legislativo n. 504 del 26-10-1995, aggiornato 1-06-2007: Testo Unico delle disposizioni legislative concernenti le imposte sulla produzione e sui consumi e relative sanzioni penali e amministrative.

Decreto Legislativo n. 387 del 29-12-2003: attuazione della direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità.

Legge n. 239 del 23-08-2004: riordino del settore energetico, nonché delega al Governo per il riassetto delle disposizioni vigenti in materia di energia.

Decreto Legislativo n. 192 del 19-08-2005: attuazione della direttiva 2002/91/CE relativa al rendimento energetico nell'edilizia.

Decreto Legislativo n. 311 del 29-12-2006: disposizioni correttive ed integrative al decreto legislativo 19 agosto 2005, n. 192, recante attuazione della direttiva 2002/91/CE, relativa al rendimento energetico nell'edilizia.

Decreto Legislativo n. 115 del 30-05-2008: attuazione della direttiva 2006/32/CE relativa all'efficienza degli usi finali dell'energia e i servizi energetici e abrogazione della direttiva 93/76/CEE.

Decreto Legislativo n. 56 del 29-03-2010: modifiche e integrazioni al decreto 30 maggio 2008, n. 115.

Decreto del presidente della repubblica n. 59 del 02-04-2009: regolamento di attuazione dell'articolo 4, comma 1, lettere a) e b), del decreto legislativo 19 agosto 2005, n. 192, concernente attuazione della direttiva 2002/91/CE sul rendimento energetico in edilizia.

Decreto Legislativo n. 26 del 2-02-2007: attuazione della direttiva 2003/96/CE che ristruttura il quadro comunitario per la tassazione dei prodotti energetici e dell'elettricità.

Decreto Legge n. 73 del 18-06-2007: testo coordinato del Decreto Legge 18 giugno 2007, n. 73.

Decreto 2-03-2009: disposizioni in materia di incentivazione della produzione di energia elettrica mediante conversione fotovoltaica della fonte solare.

Legge n. 99 del 23 luglio 2009: disposizioni per lo sviluppo e l'internazionalizzazione delle imprese, nonché in materia di energia.

Legge 13 Agosto 2010, n. 129 (GU n. 192 del 18-8-2010): Conversione in legge, con modificazioni, del decreto-legge 8 luglio 2010, n. 105, recante misure urgenti in materia di energia. Proroga di termine per l'esercizio di delega legislativa in materia di riordino del sistema degli incentivi. (Art. 1-septies - Ulteriori disposizioni in materia di impianti per la produzione di energia da fonti rinnovabili).

Decreto legislativo del 3 marzo 2011, n. 28: Attuazione della direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili.

Decreto legge del 22 giugno 2012, n. 83: misure urgenti per la crescita del Paese.

Legge 11 agosto 2014, n. 116: conversione in legge, con modificazioni, del decreto-legge 24 giugno 2014, n. 91, recante disposizioni urgenti per il settore agricolo, la tutela ambientale e l'efficientamento energetico dell'edilizia scolastica e universitaria, il rilancio e lo sviluppo delle imprese, il contenimento dei costi gravanti sulle tariffe elettriche, nonché per la definizione immediata di adempimenti derivanti dalla normativa europea. (GU Serie Generale n.192 del 20-8-2014 - Suppl. Ordinario n. 72).

Decreto Ministero dello sviluppo economico del 19 maggio 2015 (GU n.121 del 27-5-2015): approvazione del modello unico per la realizzazione, la connessione e l'esercizio di piccoli impianti fotovoltaici integrati sui tetti degli edifici.

Sicurezza

D.Lgs. 81/2008: (testo unico della sicurezza): misure di tutela della salute e della sicurezza nei luoghi di lavoro e succ. mod. e int.

DM 37/2008: sicurezza degli impianti elettrici all'interno degli edifici.

Ministero dell'interno

"Guida per l'installazione degli impianti fotovoltaici" - DCPREV, prot.5158 - Edizione 2012.

"Guida per l'installazione degli impianti fotovoltaici" - Nota DCPREV, prot.1324 - Edizione 2012.

"Guida per l'installazione degli impianti fotovoltaici" - Chiarimenti alla Nota DCPREV, prot.1324 "Guida per l'installazione degli impianti fotovoltaici – Edizione 2012".

Normativa fotovoltaica

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

CEI 82-25; V2: guida alla realizzazione di sistemi di generazione fotovoltaica collegati alle reti elettriche di Media e Bassa Tensione.

CEI EN 60904-1(CEI 82-1): dispositivi fotovoltaici Parte 1: Misura delle caratteristiche fotovoltaiche tensione-corrente.

CEI EN 60904-2 (CEI 82-2): dispositivi fotovoltaici - Parte 2: Prescrizione per le celle fotovoltaiche di riferimento.

CEI EN 60904-3 (CEI 82-3): dispositivi fotovoltaici - Parte 3: Principi di misura per sistemi solari fotovoltaici per uso terrestre e irraggiamento spettrale di riferimento.

CEI EN 61215 (CEI 82-8): moduli fotovoltaici in silicio cristallino per applicazioni terrestri. Qualifica del progetto e omologazione del tipo.

CEI EN 61646 (82-12): moduli fotovoltaici (FV) a film sottile per usi terrestri - Qualifica del progetto e approvazione di tipo.

CEI EN 61724 (CEI 82-15): rilievo delle prestazioni dei sistemi fotovoltaici - Linee guida per la misura, lo scambio e l'analisi dei dati.

CEI EN 61730-1 (CEI 82-27): qualificazione per la sicurezza dei moduli fotovoltaici (FV) - Parte 1: Prescrizioni per la costruzione.

CEI EN 61730-2 (CEI 82-28): qualificazione per la sicurezza dei moduli fotovoltaici (FV) - Parte 2: Prescrizioni per le prove.

CEI EN 62108 (82-30): moduli e sistemi fotovoltaici a concentrazione (CPV) - Qualifica di progetto

e approvazione di tipo.

CEI EN 62093 (CEI 82-24): componenti di sistemi fotovoltaici - moduli esclusi (BOS) - Qualifica di progetto in condizioni ambientali naturali.

CEI EN 50380 (CEI 82-22): fogli informativi e dati di targa per moduli fotovoltaici.

CEI EN 50521 (CEI 82-31): connettori per sistemi fotovoltaici - Prescrizioni di sicurezza e prove.

CEI EN 50524 (CEI 82-34): fogli informativi e dati di targa dei convertitori fotovoltaici.

CEI EN 50530 (CEI 82-35): rendimento globale degli inverter per impianti fotovoltaici collegati alla rete elettrica.

EN 62446 (CEI 82-38): grid connected photovoltaic systems - Minimum requirements for system documentation, commissioning tests and inspection.

CEI 20-91: cavi elettrici con isolamento e guaina elastomerici senza alogeni non propaganti la fiamma con tensione nominale non superiore a 1 000 V in corrente alternata e 1 500 V in corrente continua per applicazioni in impianti fotovoltaici.

UNI 10349: riscaldamento e raffrescamento degli edifici. Dati climatici.

CEI 0-2: guida per la definizione della documentazione di progetto per impianti elettrici.

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

CEI 0-21: regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti BT delle imprese distributrici di energia elettrica.

CEI 11-20: impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati a reti di I e II categoria.

CEI EN 50438 (CT 311-1): prescrizioni per la connessione di micro-generatori in parallelo alle reti di distribuzione pubblica in bassa tensione.

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 EN 60099-1 (CEI 37-1): scaricatori - Parte 1: Scaricatori a resistori non lineari con spinterometri per sistemi a corrente alternata

CEI EN 60439 (CEI 17-13): apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT).

CEI EN 60445 (CEI 16-2): principi base e di sicurezza per l'interfaccia uomo-macchina, marcatura e identificazione - Individuazione dei morsetti e degli apparecchi e delle estremità dei conduttori designati e regole generali per un sistema alfanumerico.

CEI EN 60529 (CEI 70-1): gradi di protezione degli involucri (codice IP).

CEI EN 60555-1 (CEI 77-2): disturbi nelle reti di alimentazione prodotti da apparecchi elettrodomestici e da equipaggiamenti elettrici simili - Parte 1: Definizioni.

CEI EN 61000-3-2 (CEI 110-31): compatibilità elettromagnetica (EMC) - Parte 3: Limiti - Sezione 2: Limiti per le emissioni di corrente armonica (apparecchiature con corrente di ingresso $I_n = 16$ A per fase).

CEI EN 62053-21 (CEI 13-43): apparati per la misura dell'energia elettrica (c.a.) - Prescrizioni particolari - Parte 21: Contatori statici di energia attiva (classe 1 e 2).

CEI EN 62053-23 (CEI 13-45): apparati per la misura dell'energia elettrica (c.a.) - Prescrizioni particolari - Parte 23: Contatori statici di energia reattiva (classe 2 e 3).

CEI EN 50470-1 (CEI 13-52): apparati per la misura dell'energia elettrica (c.a.) - Parte 1: Prescrizioni generali, prove e condizioni di prova - Apparato di misura (indici di classe A, B e C).

CEI EN 50470-3 (CEI 13-54): apparati per la misura dell'energia elettrica (c.a.) - Parte 3: Prescrizioni particolari - Contatori statici per energia attiva (indici di classe A, B e C).

CEI EN 62305 (CEI 81-10): protezione contro i fulmini.

CEI 81-3: valori medi del numero di fulmini a terra per anno e per chilometro quadrato.

CEI 20-19: cavi isolati con gomma con tensione nominale non superiore a 450/750 V.

CEI 20-20: cavi isolati con polivinilcloruro con tensione nominale non superiore a 450/750 V.

CEI 13-4: sistemi di misura dell'energia elettrica - Composizione, precisione e verifica.

CEI UNI EN ISO/IEC 17025:2008: requisiti generali per la competenza dei laboratori di prova e di taratura.

Connezzione

Delibera ARG/ELT n. 33-08: condizioni tecniche per la connessione alle reti di distribuzione dell'energia elettrica a tensione nominale superiore ad 1 kV.

Deliberazione 84/2012/R/EEL: interventi urgenti relativi agli impianti di produzione di energia elettrica, con particolare riferimento alla generazione distribuita, per garantire la sicurezza del sistema elettrico nazionale.

Ritiro dedicato

Delibera ARG/ELT n. 280-07: modalità e condizioni tecnico-economiche per il ritiro dell'energia elettrica ai sensi dell'articolo 13, commi 3 e 4, del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387-03, e del comma 41 della legge 23 agosto 2004, n. 239-04.

Servizio di misura

Delibera ARG/ELT n. 88-07: disposizioni in materia di misura dell'energia elettrica prodotta da impianti di generazione.

TIME (2016-2019) - Allegato B Delibera 654/2015/R/EEL: testo integrato delle disposizioni per l'erogazione del servizio di misura dell'energia elettrica.

TICA

Delibera ARG/ELT n. 99-08 TICA: testo integrato delle condizioni tecniche ed economiche per la connessione alle reti elettriche con obbligo di connessione di terzi degli impianti di produzione di energia elettrica (Testo integrato delle connessioni attive – TICA).

Deliberazione ARG/ELT 124/10: Istituzione del sistema di Gestione delle Anagrafiche Uniche Degli Impianti di produzione e delle relative unità (GAUDI) e razionalizzazione dei flussi informativi tra i vari soggetti operanti nel settore della produzione di energia elettrica.

Deliberazione ARG/ELT n. 181-10: attuazione del decreto del Ministro dello Sviluppo Economico, di concerto con il Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare 6 agosto 2010, ai fini dell'incentivazione della produzione di energia elettrica mediante conversione fotovoltaica della fonte solare.

TISP

Delibera ARG/ELT n. 188-05: definizione del soggetto attuatore e delle modalità per l'erogazione delle tariffe incentivanti degli impianti fotovoltaici, in attuazione dell'articolo 9 del decreto del Ministro delle attività produttive, di concerto con il Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio, 28 luglio 2005 con modifiche e integrazioni introdotte con le delibere n. 40/06, n. 260/06, 90/07, ARG/ELT 74/08 e ARG/ELT 1/09.

TISP - Delibera ARG/ELT n. 74-08: testo integrato delle modalità e delle condizioni tecnico-economiche per lo scambio sul posto.

Delibera ARG/ELT n.1-09: attuazione dell'articolo 2, comma 153, della legge n. 244/07 e dell'articolo 20 del decreto ministeriale 18 dicembre 2008, in materia di incentivazione dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili tramite la tariffa fissa onnicomprensiva e di scambio sul posto.

TISP 2013 Deliberazione n. 570/2012/R/EFR - Testo integrato delle modalità e delle condizioni tecnico-economiche per l'erogazione del servizio di scambio sul posto: condizioni per l'anno 2013.

TISP 2014 - Allegato A alla deliberazione 570/2012/R/EEL: testo integrato delle modalità e delle condizioni tecnico-economiche per l'erogazione del servizio di scambio sul posto con integrazioni e modifiche apportate con deliberazioni 578/2013/R/EEL, 614/2013/R/EEL e 612/2014/R/EEL.

Documento per la consultazione 488/2013/R/EFR: scambio sul posto: aggiornamento del limite massimo per la restituzione degli oneri generali di sistema nel caso di impianti alimentati da fonti rinnovabili.

TERNA

Gestione transitoria dei flussi informativi per GAUDÌ.

GAUDÌ - Gestione anagrafica unica degli impianti e delle unità di produzione.

FAQ GAUDÌ

Requisiti minimi per la connessione e l'esercizio in parallelo con la rete AT (Allegato A.68).

Criteri di connessione degli impianti di produzione al sistema di difesa di Terna (Allegato A.69).

Regolazione tecnica dei requisiti di sistema della generazione distribuita (Allegato A.70).

I riferimenti di cui sopra possono non essere esaustivi. Ulteriori disposizioni di legge, norme e deliberazioni in materia, anche se non espressamente richiamati, si considerano applicabili.

CRITERIO GENERALE DI CALCOLO

Il principio progettuale normalmente utilizzato per un impianto fotovoltaico è quello di massimizzare la captazione della radiazione solare annua disponibile.

Nella generalità dei casi, il generatore fotovoltaico deve essere esposto alla luce solare in modo ottimale, scegliendo prioritariamente l'orientamento a Sud ed evitando fenomeni di ombreggiamento. In funzione degli eventuali vincoli architettonici della struttura che ospita il generatore stesso, sono comunque adottati orientamenti diversi e sono ammessi fenomeni di ombreggiamento, purché adeguatamente valutati.

Perdite d'energia dovute a tali fenomeni incidono sul costo del kWh prodotto e sul tempo di ritorno dell'investimento.

CRITERIO DI STIMA DELL'ENERGIA PRODOTTA

L'energia generata dipende:

- dal sito di installazione (latitudine, radiazione solare disponibile, temperatura, riflettanza della superficie antistante i moduli);
- dall'esposizione dei moduli: angolo di inclinazione (Tilt) e angolo di orientazione (Azimut);
- da eventuali ombreggiamenti o insudiciamenti del generatore fotovoltaico;
- dalle caratteristiche dei moduli: potenza nominale, coefficiente di temperatura, perdite per disaccoppiamento o mismatch;
- dalle caratteristiche del BOS (Balance Of System).

Il valore del BOS può essere stimato direttamente oppure come complemento all'unità del totale delle perdite, calcolate mediante la seguente formula:

$$\text{Totale perdite [\%]} = [1 - (1 - a - b) \times (1 - c - d) \times (1 - e) \times (1 - f)] + g$$

per i seguenti valori:

- a Perdite per riflessione.
- b Perdite per ombreggiamento.
- c Perdite per mismatching.
- d Perdite per effetto della temperatura.
- e Perdite nei circuiti in continua.

f Perdite negli inverter.

g Perdite nei circuiti in alternata.

Al fine di contenere le perdite totali, un corretto dimensionamento della distanza tra le strutture e l'assenza di altre costruzioni rilevanti in prossimità dell'impianto, consentono di ritenere le perdite per riflessione e per ombreggiamento trascurabili.

Una buona scelta delle apparecchiature (moduli fotovoltaici e inverter) e la loro corretta installazione consente di limitare al massimo le perdite per effetto della temperatura.

Analogamente in fase di installazione una buona selezione dei moduli per la formazione delle stringhe, sulla base delle caratteristiche elettriche riportate nei flash report dei lotti di produzione dei moduli, e la formazione delle stringhe con moduli caratteristiche elettriche uguali (a meno di piccole differenze) ma soprattutto aventi tensioni nominali molto simili, consente di limitare l'effetto delle correnti parassite che si determinano tra apparecchiature con tensioni differenti, e di conseguenza di limitare le perdite dovute al mismatching dei moduli.

Pertanto per consentire di massimizzare le perdite di energia vanno tenute in debita considerazione le perdite nei circuiti in corrente continua ed in corrente alternata.

Ciò si concretizza con il corretto dimensionamento delle sezioni dei circuiti, che devono essere tali da contenere la caduta di tensione globale dell'impianto entro l'ordine del 4%, ma anche tali da contenere il costo di realizzazione dell'impianto.

Un corretto dimensionamento del sistema consente inoltre di garantirne il corretto funzionamento, occorre infatti ricordare che tutti gli inverter sono caratterizzati da una tensione massima di esercizio, ma anche di un range di tensione in ingresso entro il quale è garantito il funzionamento dell'inverter e nel quale si ha la conversione di energia da continua in alternata, ora poiché i moduli fotovoltaici hanno una caratteristica corrente tensione che varia al variare della temperatura secondo dei coefficienti caratteristici di temperatura di ciascun modulo, occorre verificare che le caratteristiche elettriche della stringa siano compatibili con quelle dell'inverter, al fine di evitarne danneggiamenti e di consentirne il corretto funzionamento.

Occorre pertanto una volta scelti inverter e moduli fotovoltaici, ed aver determinato il numero di moduli da collegare in serie a formare la stringa, verificate che in corrispondenza dei valori minimi della temperatura di lavoro dei moduli (-10 °C) e dei valori massimi di lavoro degli stessi (70 °C) sono verificate le seguenti disuguaglianze:

TENSIONI MPPT

Tensione nel punto di massima potenza, V_m , a 70 °C maggiore o uguale alla Tensione MPPT minima ($V_{mppt\ min}$).

Tensione nel punto di massima potenza, V_m , a -10 °C minore o uguale alla Tensione MPPT massima ($V_{mppt\ max}$).

I valori di MPPT rappresentano i valori minimo e massimo della finestra di tensione utile per la ricerca del punto di funzionamento alla massima potenza.

TENSIONE MASSIMA

Tensione di circuito aperto, V_{oc} , a -10 °C minore o uguale alla tensione massima di ingresso dell'inverter.

TENSIONE MASSIMA MODULO

Tensione di circuito aperto, V_{oc} , a -10 °C minore o uguale alla tensione massima di sistema del modulo.

CORRENTE MASSIMA

Corrente massima (corto circuito) generata, I_{sc} , minore o uguale alla corrente massima di ingresso dell'inverter.

DIMENSIONAMENTO

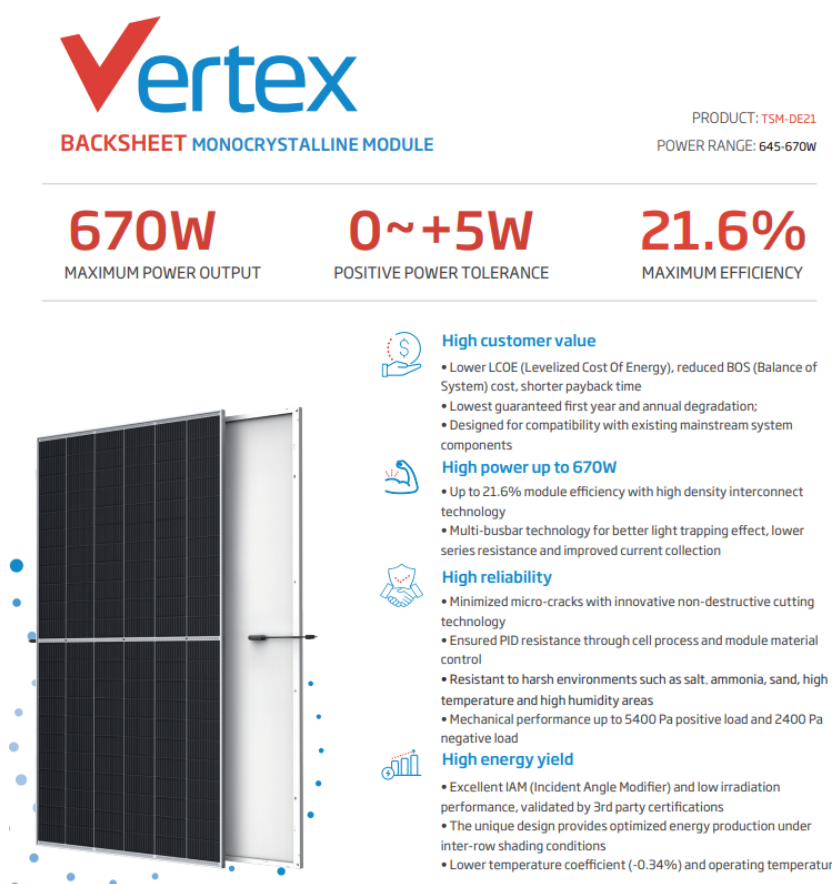
Dimensionamento compreso tra il 70 % e 120 %.

Per dimensionamento si intende il rapporto percentuale tra la potenza nominale dell'inverter e la potenza del generatore fotovoltaico a esso collegato (nel caso di sottoimpianti MPPT, il dimensionamento è verificato per il sottoimpianto MPPT nel suo insieme).

DATI GENERALI DEL PROGETTO

I moduli fotovoltaici scelti sono i **VERTEX TSM-DE21** della **TRINA SOLAR** in silicio monocristallino, 2x66 celle pertanto di dimensioni 2384x1303x35mm, da 670Wp. I moduli sono ad alta efficienza e di tipo bifacciale, e ciò garantisce a parità di potenza installata una minore occupazione del suolo rispetto a moduli con efficienza standard.

Sono caratterizzati da una cornice in alluminio e da una lastra di protezione delle celle in EVA, che garantiscono una elevata resistenza meccanica oltre ad ottime prestazioni da un punto di vista di minori perdite per le connessioni elettriche, minori predite dovute ad ombreggiamenti e minori perdite per temperature.



Vertex
BACKSHEET MONOCRYSTALLINE MODULE

PRODUCT: TSM-DE21
POWER RANGE: 645-670W

670W
MAXIMUM POWER OUTPUT

0~+5W
POSITIVE POWER TOLERANCE

21.6%
MAXIMUM EFFICIENCY

High customer value

- Lower LCOE (Levelized Cost Of Energy), reduced BOS (Balance of System) cost, shorter payback time
- Lowest guaranteed first year and annual degradation;
- Designed for compatibility with existing mainstream system components

High power up to 670W

- Up to 21.6% module efficiency with high density interconnect technology
- Multi-busbar technology for better light trapping effect, lower series resistance and improved current collection

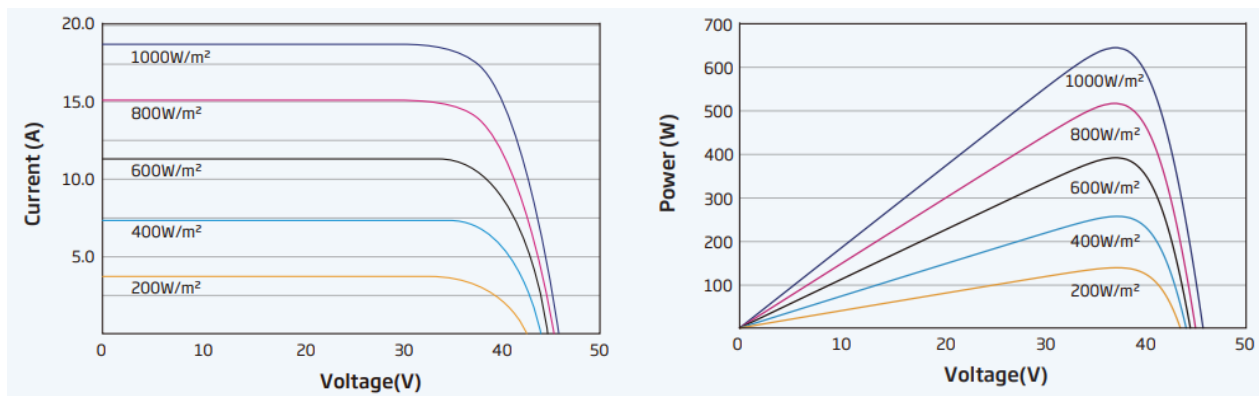
High reliability

- Minimized micro-cracks with innovative non-destructive cutting technology
- Ensured PID resistance through cell process and module material control
- Resistant to harsh environments such as salt, ammonia, sand, high temperature and high humidity areas
- Mechanical performance up to 5400 Pa positive load and 2400 Pa negative load

High energy yield

- Excellent IAM (Incident Angle Modifier) and low irradiation performance, validated by 3rd party certifications
- The unique design provides optimized energy production under inter-row shading conditions
- Lower temperature coefficient (-0.34%) and operating temperature

I moduli scelti sono caratterizzati da elevate efficienza, oltre che da tolleranze positive e da buona insensibilità alle variazioni delle tensioni al variare delle temperature, come evidenziato dalle seguenti curve caratteristiche.



E dai seguenti parametri tecnici:

ELECTRICAL DATA (STC)

Peak Power Watts- P_{MAX} (Wp)*	645	650	655	660	665	670
Power Tolerance- P_{MAX} (W)	0 ~ +5					
Maximum Power Voltage- V_{MPP} (V)	37.2	37.4	37.6	37.8	38.0	38.2
Maximum Power Current- I_{MPP} (A)	17.35	17.39	17.43	17.47	17.51	17.55
Open Circuit Voltage- V_{OC} (V)	45.1	45.3	45.5	45.7	45.9	46.1
Short Circuit Current- I_{SC} (A)	18.39	18.44	18.48	18.53	18.57	18.62
Module Efficiency η_m (%)	20.8	20.9	21.1	21.2	21.4	21.6

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

ELECTRICAL DATA (NOCT)

Maximum Power- P_{MAX} (Wp)	488	492	496	500	504	508
Maximum Power Voltage- V_{MPP} (V)	34.8	34.9	35.1	35.3	35.4	35.6
Maximum Power Current- I_{MPP} (A)	14.05	14.09	14.13	14.17	14.22	14.26
Open Circuit Voltage- V_{OC} (V)	42.5	42.7	42.9	43.0	43.2	43.4
Short Circuit Current- I_{SC} (A)	14.82	14.86	14.89	14.93	14.96	15.01

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

E posseggono le seguenti certificazioni:

- ISO 9001:2015 / Quality management system
- ISO 14001:2015 / Standards for environmental management system
- OHSAS 18001:2007 / International standards for occupational health & safety
- IEC 61215 / IEC 61730: VDE / CE
- CSA / IEC61701 ED2: VDE / IEC62716: VDE

Il collegamento elettrico tra i singoli moduli sarà del tipo "in serie", in modo da formare n. 1.066 stringhe composte di 30 moduli ciascuna. Tale collegamento sarà realizzato mediante i cavi forniti in dotazione ai singoli moduli ed impiego di cavi "solari", del tipo H1Z2Z2-K (ex ex FG21M21), conformi alle norme e con tensione nominale $U \geq 1,5$ kV (CC).

I cavi **H1Z2Z2-K** sono cavi per trasporto di energia e trasmissione segnali in ambienti interni o esterni anche bagnati. Garantiscono un funzionamento ottimale per almeno 25 anni in normali condizioni d'uso. Funzionamento a lungo termine (Indice di temperatura TI): 120°C riferito a 20.000 ore (CEI EN 60216-1).

Caratteristiche costruttive dei cavi solari H1Z2Z2-K

1. **Conduttore:** rame stagnato ricotto cl. 5 CEI EN 60228 (tabella 9)
2. **Isolante:** Elastomero reticolato atossico di qualità Z2. Colore: naturale
3. **Guaina esterna:** Elastomero reticolato atossico di qualità Z2.
4. **Colore:** Nero RAL 9005 – Rosso RAL 3013, blu RAL 5015 – CEI EN 50618

Riferimento normativo

- **Costruzione e requisiti:** CEI EN 50618
- **Emissione gas corrosivi e alogenidrici:** CEI EN 50525-1
- **Resistenza a:**
 - **Raggi UV:** CEI EN 50289-4-17 (A)
 - **Ozono:** CEI EN 50396
 - **Sollecitazione termica:** CEI EN 60216-1
- **Direttiva Bassa Tensione:** 2014/35/UE
- **Direttiva RoHS:** 2011/65/UE

Reazione al fuoco REGOLAMENTO 305/2011/UE

- **Norma:** EN 50575:2014+A1:2016
- **Classe:** Cca-s1b,d1,a1
- **Classificazione (CEI UNEL 35016):** EN 13501-6:2019
- **Prova di non propagazione della fiamma su un singolo conduttore o cavo isolato:**
 - CEI EN 60332-1-2:2016/A1:2016
 - CEI EN 60332-1-1:2016/A1:2016
 - EN 60332-1-2:2014/A11:2016
 - EN 60332-1-1:2014/A1:2015
- **Grado di acidità (corrosività) dei gas:**
 - CEI EN 60754-2:2015
 - EN 60754-2:2014-04
- **Propagazione della fiamma verticale:** EN 50399:2016-09
- **Gas corrosivi e alogenidrici:** EN 60754-2
- **Densità dei fumi:**
 - CEI EN 61034-2/A1:2014
 - CEI EN 61034-1/A1:2014
 - EN 61034-2/A1:2013/08
 - EN 61034-1/A1:2014-04

Caratteristiche funzionali

- Tensione nominale Uo/U:
 - 1/1 V c.a.
 - 1,5/1,5 V c.c.
- Tensione Massima Um:
 - 1,2 V c.a.
 - 1,8 V c.c.
- Tensione di prova: 6,5 kVac 15 kVcc
- Massima temperatura di esercizio: 90°C
- Temperatura minima di posa: -25°C
- Temperatura massima di corto circuito: 250°C
- Raggio minimo di curvatura: 6 volte il diametro del cavo.

Condizioni d'impiego dei cavi H1Z2Z2-K

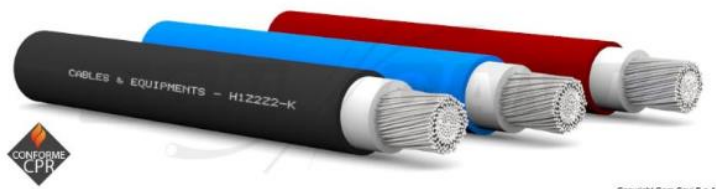
Uso previsto in installazioni di pannelli fotovoltaici in conformità all'HD 60364-7-712. Sono Adatti per applicazione su apparecchiature con isolamento di protezione (Classe di protezione II). Sono a prova di cortocircuito e di dispersioni a terra in conformità all'HD 60364-5-52. Installazioni non previste dalle classi superiori e dove non c'è rischio di incendio o pericolo per persone e/o cose (Rischio basso posa singola).

- Adatti per uso permanente all'esterno o all'interno
- per installazioni libere mobili, libere a sospensione e fisse.
- Installazione anche in condotti e su canaline, all'interno o sotto intonaco oltre che nelle apparecchiature.

La scelta del cavo solare in rame è motivata dal fatto che l'alluminio presenta inoltre una serie di svantaggi che è necessario conoscere:

- Alta resistività del metallo e tendenza al calore. Per questo motivo, l'uso di un filo inferiore a 16 mq non è consentito (tenendo conto dei requisiti del PUE, 7a edizione).
- Allentamento dei giunti di contatto a causa del frequente riscaldamento durante carichi pesanti e successivo raffreddamento.
- Il film che appare sul filo di alluminio a contatto con l'aria ha una scarsa conduttività di corrente, il che crea ulteriori problemi ai giunti dei prodotti via cavo.
- Fragilità. I fili di alluminio si rompono facilmente, il che è particolarmente importante con il frequente surriscaldamento del metallo. In pratica, la risorsa del cablaggio in alluminio non supera i 30 anni, dopo di che deve essere cambiata.

Si riportano di seguito alcuni estratti del datasheet del cavo proposto:



**CAVI PER APPLICAZIONI IN IMPIANTI FOTOVOLTAICI - zero alogeni
SOLAR PLANTS CABLES - halogen free**

H1Z2Z2-K

**CAVI NON PROPAGANTI LA FIAMMA - ZERO ALOGENI - RESISTENTI AI RAGGI UV
FLAME RETARDANT CABLES - HALOGEN-FREE - UV RESISTANT**

CARATTERISTICHE FUNZIONALI:

- Tensione nominale U_{0/U}: 1/1 kVAc 1,5/1,5 kVcc
- Tensione massima: 1,2 kVAc 1,8 kVcc
- Tensione di prova: 6,5 kVAc 15 kVcc
- Temperatura massima di esercizio: 90°C
- Temperatura minima di posa: -25°C
- Temperatura massima di corto circuito: 250°C
- Raggio minimo di curvatura: 6 volte il diametro esterno massimo

CARATTERISTICHE PARTICOLARI:

Per trasporto di energia e trasmissione segnali in ambienti interni o esterni anche bagnati. Funzionamento per almeno 25 anni in normali condizioni d'uso. Funzionamento a lungo termine (Indice di temperatura TI): 120°C riferito a 20.000 ore (CEI EN 60216-1)

CONDIZIONI DI IMPIEGO:

Usò previsto in installazioni fotovoltaici es. in conformità all'HD 60364-7-712. Adatti per applicazione su apparecchiature con isolamento di protezione (Classe di protezione II). Intrinsecamente sono a prova di cortocircuito e di dispersioni a terra in conformità all'HD 60364-5-52. Usò previsto in installazioni fotovoltaici es. in conformità all'HD 60364-7-712. Adatti per applicazione su apparecchiature con isolamento di protezione (Classe di protezione II). Intrinsecamente sono a prova di cortocircuito e di dispersioni a terra in conformità all'HD 60364-5-52. Installazioni non previste dalle classi superiori e dove non esiste rischio di incendio e pericolo per persone e/o cose (Rischio basso posa singola). Adatti per uso permanente all'esterno o all'interno, per installazioni libere mobili, libere a sospensione e fisse. Installazione anche in condotti e su canaline, all'interno o sotto intonaco oltre che nelle apparecchiature.

FUNCTIONAL CHARACTERISTICS

- Rated voltage U_{0/U}: 1/1 kVAc 1,5/1,5 kVdc
- Maximum voltage: 1,2 kVAc 1,8 kVdc
- Testing Voltage: 6,5 kVAc 15 kVdc
- Max working temperature: 90°C
- Minimum installation temperature: -25°C
- Maximum short circuit temperature: 250°C
- Minimum bending radius: 6 x maximum external diameter




SPECIAL FEATURES

Power transmission, signal transmission indoor and outdoor, even wet. Suitable for working up to 25 years standard conditions. Long term working (temperature index TI): 120° C referred to 20.000 hours (CEI EN 60216-1)

USE AND INSTALLATION

Intended use in photovoltaic installations and in accordance with HD 60364-7-712. Suitable for application on devices with protective insulation (protection class II). They are inherently short-circuit proof and earth leakage pursuant to HD 60364-5-52. Installations not provided by upper and lower classes where there is no risk of fire or danger to people and / or people things (Low risk installed individually). Suitable for permanent use outdoors or indoors, for mobile free installation, free hanging and fixed. Installation also in conduits and ducts on, inside or under plaster as well as in equipment.

COSTRUZIONE DEL CAVO / CABLE CONSTRUCTION

	<p>CONDUTTORE Materiale: Rame stagnato ricotto, classe 5 CEI EN 60228 (tabella 9)</p>	<p>CONDUCTOR Material: Annealed tinned copper cl.5 CEI EN 60228 (Table 9)</p>
	<p>ISOLANTE Materiale: Elastomero reticolato atossico di qualità Z2 Colore: naturale CEI EN 50618</p>	<p>INSULATION Material: Non-toxic crosslinked elastomer quality Z2 Colour: natural CEI EN 50618</p>
	<p>GUAINA ESTERNA Materiale: Elastomero reticolato atossico di qualità Z2 Colore: Nero RAL 9005 - Rosso RAL 3013, blu RAL 5015 CEI EN 50618</p>	<p>OUTER SHEATH Material: Non-toxic crosslinked elastomer quality Z2 Colour: black RAL 9005, red RAL 3013, blue RAL 5015 CEI EN 50618</p>

Formazione	Ø esterno medio	Peso medio cavo
Size	Medium Ø outer	Medium Weight
n° x mm²	mm	kg/km
1 x 4	5,7	58,0
1 x 6	6,5	81,0
1 x 10	7,9	137,0
1 x 16	9,2	203,0
1 x 25	11,0	302,0
1 x 35	12,0	389,0
1 x 50	14,3	550,0
1 x 70	16,0	732,0
1 x 95	18,1	1028,0
1 x 120	20,7	1286,0

Le power station assolvono la funzione di convertire la corrente prodotta dai moduli fotovoltaici da continua ad alternata mediante un inverter centralizzato. La scelta progettuale prevede l'installazione di Medium Voltage Power Station 4000 della SMA, montati su skid prefabbricati e precablati contenenti inverter di potenza pari a 4.000kVA, per ogni inverter è presente un trafo da 4000kVA – 36 kV/0.6kV.



Le Medium Voltage Power Station, sono costituite da shelter prefabbricati, preassemblati e cablati plug and play.

SMA Medium Voltage Power Station (MVPS) offre la massima densità di potenza in un design "Plug and Play" e permette tensioni in ingresso fino a 1500 V CC.

Sono riportate di seguito le caratteristiche tecniche delle power station.

Technical Data	MVPS 4000-S2	MVPS 4200-S2
Input (DC)		
Available inverters	1 x SC 4000 UP or 1 x SCS 3450 UP or 1 x SCS 3450 UP-XT	1 x SC 4200 UP or 1 x SCS 3600 UP or 1 x SCS 3600 UP-XT
Max. input voltage	1500 V	1500 V
Number of DC inputs	dependent on the selected inverters	
Integrated zone monitoring	● / ○ / ○	
Available DC fuse sizes (per input)	200 A, 250 A, 315 A, 350 A, 400 A, 450 A, 500 A	
Output (AC) on the medium-voltage side		
Rated power at SC UP (at -25°C to +35°C / 40°C optional 50°C) ¹¹	4000 kVA / 3600 kVA	4200 kVA / 3780 kVA
Rated power at SCS UP (at -25°C bis +25°C / 40°C optional 50°C) ¹¹	3450 kVA / 2930 kVA	3620 kVA / 3075 kVA
Charging power at SCS UP-XT (at -25°C bis +25°C / 40°C optional 50°C) ¹¹	3590 kVA / 3000 kVA	3770 kVA / 3150 kVA
Discharging power at SCS UP-XT (at -25°C bis +25°C / 40°C optional 50°C) ¹¹	4000 kVA / 3400 kVA	4200 kVA / 3570 kVA
Typical nominal AC voltages	10 kV to 35 kV	10 kV to 35 kV
AC power frequency	50 Hz / 60 Hz	50 Hz / 60 Hz
Transformer vector group Dy11 / YNd11 / YNy0	● / ○ / ○	● / ○ / ○
Transformer cooling methods	KNAN ²¹	KNAN ²¹
Transformer no-load losses Standard / Eco Design 1 / Eco Design 2	● / ○ / ○	● / ○ / ○
Transformer short-circuit losses Standard / Eco Design 1 / Eco Design 2	● / ○ / ○	● / ○ / ○
Max. total harmonic distortion	< 3%	
Reactive power feed-in (up to 60% of nominal power)	○	
Power factor at rated power / displacement power factor adjustable	1 / 0.8 overexcited to 0.8 underexcited	
Inverter efficiency		
Max. efficiency ²¹ / European efficiency ²¹ / CEC weighted efficiency ⁶	98.8% / 98.6% / 98.5%	98.8% / 98.7% / 98.5%
Protective devices		
Input-side disconnection point	DC load-break switch	
Output-side disconnection point	Medium-voltage vacuum circuit breaker	
DC overvoltage protection	Surge arrester type I	
Galvanic isolation	●	
Internal arc classification medium-voltage control room (according to IEC 62271-202)	IAC A 20 kA 1 s	
General Data		
Dimensions (W / H / D)	6058 mm / 2896 mm / 2438 mm	
Weight	< 18 t	
Self-consumption (max. / partial load / average) ¹¹	< 8.1 kW / < 1.8 kW / < 2.0 kW	
Self-consumption (stand-by) ¹¹	< 370 W	
Ambient temperature -25°C to +45°C / -25°C to +55°C / -40°C to +45°C	● / ○ / ○	
Degree of protection according to IEC 60529	Control rooms IP23D, inverter electronics IP54	
Environment: standard / harsh	● / ○	
Degree of protection according to IEC 60721-3-4 (4C1, 4S2 / 4C2, 4S4)	● / ○	
Maximum permissible value for relative humidity	95% (for 2 months/year)	
Max. operating altitude above mean sea level 1000 m / 2000 m	● / ○	
Fresh air consumption of inverter	6500 m ³ /h	

Il generatore dell'impianto è di tipo installato a terra su tracker monoassiali est-ovest, ed è costituito da moduli fotovoltaici in silicio monocristallino da **670Wp**, posati in verticale su due file.

Sulla base della potenza di picco del campo in DC e delle caratteristiche dei moduli il campo il generatore fotovoltaico è costituito da **31.980** moduli da 670Wp in silicio monocristallino, posati su due file in verticale su strutture in acciaio zincato direttamente infisse nel terreno con angolo di azimut 0° ad inseguimento solare definito tracker monoassiale.

Le **1.066** stringhe sono formate da 30 moduli collegati in serie, ciascuna delle stringhe afferisce ai quadri di parallelo dislocati in campo, 90 in tutto, 18 per ognuno dei 5 sottocampi

Tutti i quadri di ciascun sottocampo afferiscono alle n.5 Power Stations da 4 MW. Tutti gli inverter sono alloggiati in uno skid prefabbricato plug and play contenente un trasformatore elevatore 36/0,600 kV con la relativa protezione AT. I vari skid sono collegati tramite una rete in AT che raccoglie l'energia e la convoglia nella cabina di raccolta, da cui parte il cavidotto esterno in alta

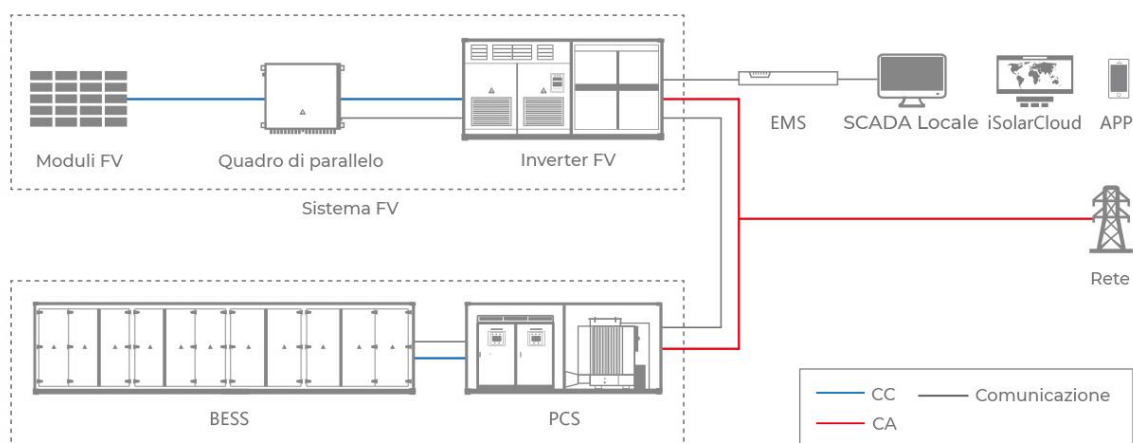
tensione che permette di allacciare l'intero impianto in antenna a 36kV al futuro ampliamento della Stazione Elettrica a 150 kV della RTN denominata "Camerelle".

Inoltre, è stata prevista un'area destinata all'installazione di batterie di accumulo: nello specifico la predisposizione di 12 batterie modello **ST2752UX** marca **SUNGROW** e 2 Power Conversion System modello **SC4000UD-MV** anch'essi marca **SUNGROW** (6 batterie per ogni PCS), per una potenza totale di 8 MW e capacità di 33,024 MWh con tempo di scarica/carica di circa 4h.



All'interno dei container troveranno posto le batterie, la parte di distribuzione in corrente continua e la parte di condizionamento, necessaria a gestire le elevate temperature causate dalla presenza dei sistemi di ricarica delle batterie.

Il sistema che si otterrà, una volta inseriti i container, è quello rappresentato in figura:



Type designation	ST2752UX
Battery Data	
Cell type	LFP
Battery capacity (BOL)	2752 kWh
System output voltage range	1300 – 1500 V
General Data	
Dimensions of battery unit (W * H * D)	9340*2520*1730 mm
Weight of battery unit	26,000 kg
Degree of protection	IP 55
Operating temperature range	-30 to 50 °C (> 45 °C derating)
Relative humidity	0 – 95 % (non-condensing)
Max. working altitude	3000 m
Cooling concept of battery chamber	Liquid cooling
Fire safety standard/Optional	Deluge sprinkler heads (standard), Fused sprinkler heads (optional), NFPA69 explosion prevention and ventilation IDLH gases (optional)
Communication interfaces	RS485, Ethernet
Communication protocols	Modbus RTU, Modbus TCP
Compliance	CE, IEC 62477-1, IEC 61000-6-2, IEC61000-6-4, IEC62619
2 HOURS APPLICATION-ST2752UX*4-5000UD-MV	
BOL kWh (DC/AC LV Side)	11,008 kWh DC / 10,379 kWh AC
ST2752UX Quantity	4
PCS Model	SC5000UD-MV
4 HOURS APPLICATION-ST2752UX*8-5000UD-MV	
BOL kWh (DC/AC LV Side)	22,016 kWh / 21,448 kWh
ST2752UX Quantity	8
PCS Model	SC5000UD-MV
Grid Connection Data	
Max.THd of current	< 3 % (at nominal power)
DC component	< 0.5 % (at nominal power)
Power factor	> 0.99 (at nominal power)
Adjustable power factor	1.0 leading – 1.0 lagging
Nominal grid frequency	50 / 60 Hz
Grid frequency range	45 – 55 Hz / 55 – 65 Hz
Transformer	
Transformer rated power	5,000 kVA
LV/MV voltage	0.95 kV / 33 kV
Transformer cooling type	ONAN (Oil Natural Air Natural)
Oil type	Mineral oil (PCB free) or degradable oil on request

SC4000UD-MV

Power Conversion System



Type Designation	SC4000UD-MV
DC side	
Max. DC voltage	1500 V
Min. DC voltage	1150 V
DC voltage range	1150 – 1500 V
Max. DC current	1952 A * 2
No. of DC inputs	2
AC side (Grid)	
AC output power	4000 kVA @ 45 °C / 4400 kVA @ 30 °C
Converter port max. AC output current	2886 A @ 45 °C / 3174 A @ 30 °C
Converter port nominal AC voltage	800 V
Converter port AC voltage range	704 – 880 V
Nominal grid frequency / Grid frequency range	50 Hz / 45 – 55 Hz, 60 Hz / 55 – 65 Hz
Harmonic (THD)	< 3 % (at nominal power)
Power factor at nominal power / Adjustable power factor	>0.99 / 1 leading – 1 lagging
Adjustable reactive power range	-100 % – 100 %
Feed-in phases / AC connection	3 / 3
AC side (Off-Grid)	
Converter port nominal AC voltage	800 V
Converter port AC voltage range	704 – 880 V
AC voltage Distortion	< 3 % (Linear load)
DC voltage component	< 0.5 % Un (Linear balance load)
Unbalance load Capacity	100 %
Nominal frequency / Frequency range	50 Hz / 45 – 55 Hz, 60 Hz / 55 – 65 Hz
Efficiency	
Converter max. efficiency	99 %
Transformer	
Transformer rated power	4000 kVA
Transformer max. power	4400 kVA
LV / MV voltage	0.8 kV / 20 – 35 kV
Transformer vector	Dy11
Transformer cooling type	ONAN
Oil type	Mineral oil (PCB free) or degradable oil on request
Protection	
DC input protection	Load break switch + fuse
Converter output protection	Circuit breaker
AC output protection	Circuit breaker
Surge protection	DC Type II / AC Type II
Grid monitoring / Ground fault monitoring	Yes / Yes
Insulation monitoring	Yes
Overheat protection	Yes
General Data	
Dimensions (W*H*D)	6058*2896*2438 mm
Weight	17000 kg
Degree of protection	IP54 (Converter: IP65)
Operating ambient temperature range	-35 to 60 °C (> 45°C derating)
Allowable relative humidity range	0 – 100 %
Cooling method	Temperature controlled forced air cooling
Max. operating altitude	4000 m (> 2000m derating)
Display	LED, WEB HMI
Communication	RS485, CAN, Ethernet
Compliance	CE, IEC 62477-1, IEC 61000-6-2, IEC 61000-6-4
Grid support	L/HVRT, FRT, active & reactive power control and power ramp rate control, Volt-var, Volt-watt, Frequency-watt

CALCOLI E VERIFICHE ELETTRICHE

Verifichiamo ora il corretto accoppiamento stringhe inverter in corrispondenza dei valori minimi ipotizzabili delle temperature di lavoro dei moduli (0 °C) e dei valori massimi di lavoro degli stessi (70 °C):

TENSIONI MPPT	
Va a 50 °C (1060.05) maggiore di Vmppt min. (1003.00 V)	VERIFICATO
Vm a -10 °C (1232V) minore di Vmppt max. (1500.00 V)	VERIFICATO
TENSIONE MASSIMA	
Voc a -10 °C (1487 V) inferiore alla tensione max. dell'ingresso MPPT (1500.00 V)	VERIFICATO
TENSIONE MASSIMA MODULO	
Voc a -10 °C (1487 V) inferiore alla tensione max. di sistema del modulo (1500.00 V)	VERIFICATO

Verificato il corretto accoppiamento stringhe inverter occorre determinare le sezioni dei circuiti sia in corrente continua che in corrente alternata sia in BT che in AT.

Al fine di ottimizzare le sezioni dei cavi contenendo i costi e le cadute di tensione è fondamentale la corretta individuazione della potenza dei carichi, delle posizioni degli inverter di stringa e delle cabine inverter che devono essere quanto più prossime al baricentro elettrico.

Il valore della caduta di tensione delle nuove linee è stato fissato al 4% e calcolato mediante la seguente formula, come previsto dalla sezione 5 della norma CEI 64/8

$$\Delta V = k \times I_b \times L \times (r \cos\phi + x \sin\phi)$$

Dove:

- K è un fattore di tensione pari a 2 per circuiti monofase e 1,71 per sistemi trifase
- L è la lunghezza della linea
- r è la resistenza per chilometro della linea
- x è la reattanza per chilometro della linea

$$\Delta V\% = 100 \Delta V/V$$

Pertanto tutte le linee di alimentazione sono state dimensionate in modo tale da ottenere per tutta la linea, nelle ipotesi di carico equilibrato (per linee trifase) e concentrato alle estremità della linea, la rispondenza alla seguente condizione:

$$\Delta V\% \leq 4\%$$

Per ciascun tratto si è attribuito una caduta di potenziale massima così determinata:

- tratto CC $\Delta V\% \leq 1\%$
- tratto AC (BT) $\Delta V\% \leq 1,5\%$
- tratto AC (AT) $\Delta V\% \leq 1,5\%$

Il calcolo della portata di conduttori è stato effettuato sulla base delle tabelle CEI UNEL 32024/1 per posa non interrata e CEI UNEL 32024/2 per posa interrata:

- tratto CC Posa non interrata fissa sui tracker cavo FG21OM21
 Posa interrata in cavidotto corrugato cavo ARG16R16
- tratto AC (BT) Posa interrata in cavidotto corrugato cavo ARG16R16
- tratto AC (AT) Posa interrata in cavidotto corrugato cavo RG7H1R1

La scelta di avere quadri di campo baricentrici rispetto alle stringhe e cabine baricentriche rispetto ai campi consente anche una standardizzazione delle sezioni dei cavi solari tratto CC e dei cavi AT e ciò anche al fine di una migliore gestione commerciale della commessa, fermo restando il rispetto dei limiti della caduta di tensione massima percentuale, si ha pertanto che le sezioni per tali tratti risultano:

- tratto CC: cavo FG21OM21 formazione 2x1x6mmq (6 mmq polo positivo e 6 mmq polo negativo)
- tratto AC (AT): cavo RG7H1R1 formazioni varie.

Per il collegamento quadri di stringa inverter, le sezioni sono riassunte nelle seguenti tabelle.

CAMPO 1		Stringhe	Potenza	DENOMINAZIONE LINEA			L [m]	FORMAZIONE CAVO				
INVERTER	QUADRO		[W]					TIPO	POLI	N	SEZIONE	
1	1	12	241.200	L	1.	1	330	ARG16R16	2x	2x	240	mmq
	2	12	241.200	L	1.	2	240	ARG16R16	2x	2x	150	mmq
	3	12	241.200	L	1.	3	410	ARG16R16	2x	2x	240	mmq
	4	12	241.200	L	1.	4	170	ARG16R16	2x	1x	240	mmq
	5	12	241.200	L	1.	5	440	ARG16R16	2x	2x	240	mmq
	6	12	241.200	L	1.	6	460	ARG16R16	2x	2x	240	mmq
	7	12	241.200	L	1.	7	490	ARG16R16	2x	2x	300	mmq
	8	12	241.200	L	1.	8	510	ARG16R16	2x	2x	300	mmq
	9	12	241.200	L	1.	9	510	ARG16R16	2x	2x	300	mmq
	10	12	241.200	L	1.	10	590	ARG16R16	2x	2x	300	mmq
	11	12	241.200	L	1.	11	85	ARG16R16	2x	1x	120	mmq
	12	12	241.200	L	1.	12	40	ARG16R16	2x	1x	95	mmq
	13	12	241.200	L	1.	13	55	ARG16R16	2x	1x	95	mmq
	14	12	241.200	L	1.	14	70	ARG16R16	2x	1x	95	mmq
	15	12	241.200	L	1.	15	85	ARG16R16	2x	1x	120	mmq
	16	12	241.200	L	1.	16	100	ARG16R16	2x	1x	120	mmq
	17	11	221.100	L	1.	17	115	ARG16R16	2x	1x	150	mmq
	18	11	221.100	L	1.	18	130	ARG16R16	2x	1x	150	mmq
		214	4.301.400									

CAMPO 2		Stringhe	Potenza	DENOMINAZIONE LINEA			L [m]	FORMAZIONE CAVO				
INVERTER	QUADRO		[W]					TIPO	POLI	N	SEZIONE	
1	1	12	241.200	L	1.	1	410	ARG16R16	2x	2x	240	mmq
	2	12	241.200	L	1.	2	390	ARG16R16	2x	2x	240	mmq
	3	12	241.200	L	1.	3	370	ARG16R16	2x	2x	240	mmq
	4	12	241.200	L	1.	4	350	ARG16R16	2x	2x	240	mmq
	5	12	241.200	L	1.	5	330	ARG16R16	2x	2x	240	mmq
	6	12	241.200	L	1.	6	320	ARG16R16	2x	2x	240	mmq
	7	12	241.200	L	1.	7	310	ARG16R16	2x	2x	240	mmq
	8	12	241.200	L	1.	8	300	ARG16R16	2x	2x	150	mmq
	9	12	241.200	L	1.	9	290	ARG16R16	2x	2x	150	mmq
	10	12	241.200	L	1.	10	220	ARG16R16	2x	1x	240	mmq
	11	12	241.200	L	1.	11	200	ARG16R16	2x	1x	240	mmq
	12	12	241.200	L	1.	12	180	ARG16R16	2x	1x	240	mmq
	13	12	241.200	L	1.	13	200	ARG16R16	2x	1x	240	mmq
	14	12	241.200	L	1.	14	130	ARG16R16	2x	1x	150	mmq
	15	12	241.200	L	1.	15	175	ARG16R16	2x	1x	240	mmq
	16	11	221.100	L	1.	16	100	ARG16R16	2x	1x	120	mmq

**PROGETTO DEFINITIVO
IMPIANTO AGROVOLTAICO – LOCALITA' PIDOCCHIO –
COMUNE DI ASCOLI SATRIANO (FG)**

**DATA:
APRILE 2023**

17	11	221.100	L	1.	17	360	ARG16R16	2x	2x	240	mmq
18	11	221.100	L	1.	18	420	ARG16R16	2x	2x	240	mmq
	213	4.281.300									

CAMPO 3		Stringhe	Potenza [W]	DENOMINAZIONE LINEA			L [m]	FORMAZIONE CAVO				
INVERTER	QUADRO							TIPO	POLI	N	SEZIONE	
1	1	12	241.200	L	1.	1	110	ARG16R16	2x	1x	120	mmq
	2	12	241.200	L	1.	2	100	ARG16R16	2x	1x	120	mmq
	3	12	241.200	L	1.	3	80	ARG16R16	2x	1x	120	mmq
	4	12	241.200	L	1.	4	70	ARG16R16	2x	1x	95	mmq
	5	12	241.200	L	1.	5	50	ARG16R16	2x	1x	95	mmq
	6	12	241.200	L	1.	6	40	ARG16R16	2x	1x	95	mmq
	7	12	241.200	L	1.	7	70	ARG16R16	2x	1x	95	mmq
	8	12	241.200	L	1.	8	95	ARG16R16	2x	1x	120	mmq
	9	12	241.200	L	1.	9	125	ARG16R16	2x	1x	150	mmq
	10	12	241.200	L	1.	10	160	ARG16R16	2x	1x	240	mmq
	11	12	241.200	L	1.	11	90	ARG16R16	2x	1x	120	mmq
	12	12	241.200	L	1.	12	35	ARG16R16	2x	1x	95	mmq
	13	12	241.200	L	1.	13	55	ARG16R16	2x	1x	95	mmq
	14	12	241.200	L	1.	14	85	ARG16R16	2x	1x	120	mmq
	15	12	241.200	L	1.	15	130	ARG16R16	2x	1x	150	mmq
	16	11	221.100	L	1.	16	150	ARG16R16	2x	1x	240	mmq
	17	11	221.100	L	1.	17	170	ARG16R16	2x	1x	240	mmq
	18	11	221.100	L	1.	18	195	ARG16R16	2x	1x	240	mmq
	213	4.281.300										

CAMPO 4		Stringhe	Potenza [W]	DENOMINAZIONE LINEA			L [m]	FORMAZIONE CAVO				
INVERTER	QUADRO							TIPO	POLI	N	SEZIONE	
1	1	12	241.200	L	1.	1	175	ARG16R16	2x	1x	240	mmq
	2	12	241.200	L	1.	2	45	ARG16R16	2x	1x	95	mmq
	3	12	241.200	L	1.	3	260	ARG16R16	2x	2x	150	mmq
	4	12	241.200	L	1.	4	315	ARG16R16	2x	2x	240	mmq
	5	12	241.200	L	1.	5	125	ARG16R16	2x	1x	150	mmq
	6	12	241.200	L	1.	6	350	ARG16R16	2x	2x	240	mmq
	7	12	241.200	L	1.	7	190	ARG16R16	2x	1x	240	mmq
	8	12	241.200	L	1.	8	405	ARG16R16	2x	2x	240	mmq
	9	12	241.200	L	1.	9	210	ARG16R16	2x	1x	240	mmq
	10	12	241.200	L	1.	10	420	ARG16R16	2x	2x	240	mmq
	11	12	241.200	L	1.	11	230	ARG16R16	2x	1x	240	mmq

28

Il tecnico:

ing. Antonio MISCHITELLI

Il Committente:

GIT STELLA DI ITALIA s.r.l.

**PROGETTO DEFINITIVO
IMPIANTO AGROVOLTAICO – LOCALITA' PIDOCCHIO –
COMUNE DI ASCOLI SATRIANO (FG)**

**DATA:
APRILE 2023**

12	12	241.200	L	1.	12	440	ARG16R16	2x	2x	240	mmq
13	12	241.200	L	1.	13	250	ARG16R16	2x	2x	150	mmq
14	12	241.200	L	1.	14	450	ARG16R16	2x	2x	240	mmq
15	12	241.200	L	1.	15	460	ARG16R16	2x	2x	240	mmq
16	11	221.100	L	1.	16	470	ARG16R16	2x	2x	240	mmq
17	11	221.100	L	1.	17	590	ARG16R16	2x	2x	300	mmq
18	11	221.100	L	1.	18	495	ARG16R16	2x	2x	300	mmq
	213	4.281.300									

CAMPO 5		Stringhe	Potenza [W]	DENOMINAZIONE LINEA		L [m]	FORMAZIONE CAVO					
INVERTER	QUADRO						TIPO	POLI	N	SEZIONE		
1	1	12	241.200	L	1.	1	435	ARG16R16	2x	2x	240	mmq
	2	12	241.200	L	1.	2	425	ARG16R16	2x	2x	240	mmq
	3	12	241.200	L	1.	3	415	ARG16R16	2x	2x	240	mmq
	4	12	241.200	L	1.	4	405	ARG16R16	2x	2x	240	mmq
	5	12	241.200	L	1.	5	395	ARG16R16	2x	2x	240	mmq
	6	12	241.200	L	1.	6	95	ARG16R16	2x	1x	120	mmq
	7	12	241.200	L	1.	7	385	ARG16R16	2x	2x	240	mmq
	8	12	241.200	L	1.	8	375	ARG16R16	2x	2x	240	mmq
	9	12	241.200	L	1.	9	365	ARG16R16	2x	2x	240	mmq
	10	12	241.200	L	1.	10	70	ARG16R16	2x	1x	95	mmq
	11	12	241.200	L	1.	11	345	ARG16R16	2x	2x	240	mmq
	12	12	241.200	L	1.	12	335	ARG16R16	2x	2x	240	mmq
	13	12	241.200	L	1.	13	325	ARG16R16	2x	2x	240	mmq
	14	12	241.200	L	1.	14	45	ARG16R16	2x	1x	95	mmq
	15	12	241.200	L	1.	15	60	ARG16R16	2x	1x	95	mmq
	16	11	221.100	L	1.	16	295	ARG16R16	2x	2x	150	mmq
	17	11	221.100	L	1.	17	285	ARG16R16	2x	2x	150	mmq
	18	11	221.100	L	1.	18	255	ARG16R16	2x	2x	150	mmq
	213	4.281.300										

La protezione delle linee di alimentazione dal sovraccarico verrà realizzata con fusibili sul lato CC e con interruttori automatici di massima corrente su tutte le linee AC idonee per tensioni di lavoro 800 Vac. Le condizioni a cui dovranno soddisfare i dispositivi scelti, sono le seguenti:

$$I_b \leq I_n \leq I_z$$

(CEI 64-8, art. 433.2)

e

$$I_f \leq 1.45 I_z$$

Dove

- I_b = corrente di impiego del cavo
- I_n = corrente nominale dell'interruttore
- I_z = portata del conduttore
- I_f = corrente di funzionamento del dispositivo

La protezione dal cortocircuito verrà assicurata installando interruttori aventi potere di interruzione, direttamente o per filiazione, sicuramente superiore alla massima corrente di cortocircuito nel punto di installazione.

Per la protezione dei cavi contro il cortocircuito ad inizio linea è stata invece verificata la seguente espressione:

$$I^2 t \leq K^2 S^2$$

Dove

- $I^2 t$ è l'energia specifica lasciata passare dall'interruttore
- K costante caratteristica dei cavi in funzione del tipo di isolante con conduttori in Alluminio
- S sezione del cavo in mm^2

Il potere di interruzione scelto per gli interruttori sarà maggiore del massimo valore della corrente di cortocircuito presunto e comunque in nessun caso inferiore a 16 kA.

Si rimanda agli elaborati grafici per quanto riguarda gli schemi unifilari dei quadri elettrici BT ed AT.

Il Tecnico

Ing. Antonio Mischitelli

Firma  